INSTALLER DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

Guide pratique concis

TABLE DES MATIERES









L'UTILISATION RATIONNELLE DE L'ENERGIE
UNE ETAPE ESSENTIELLE COMPLEMENTAIRE AU PHOTOVOLTAÏQUE

1. DEFINITION

L'Utilisation Rationnelle de l'Energie (URE) fait le choix des solutions qui s'accompagnent de la dépense énergétique la plus petite c'est-à-dire :

- Utiliser des équipements énergétiquement efficients

- Utiliser des infrastructures énergétiquement efficientes
  Un habitat dispersé augmente les besoins en déplacement des habitants tout en rendant inefficace les transports en commun. D'autre part, il augmente les infrastructures et leur frais de fonctionnement.

- Préférer les matériaux et services ayant un faible contenu énergétique
  La dépense énergétique comprend l'énergie consommée pour le service voulu (se chauffer, se déplacer, mener ses diverses activités), mais également celle contenue dans les objets, matériaux ou services utilisés, ainsi que les dépenses induites pour le futur c'est-à-dire l'énergie qui a été consommée tout au long de leur cycle de vie. On parle de l''énergie grise d'un matériau.

- Agir avec sobriété
  Faire la chasse aux gaspillages, entretenir les biens et supprimer les besoins superflus. Réduire les achats/dépenses inutiles et augmenter la durée de vie des produits.

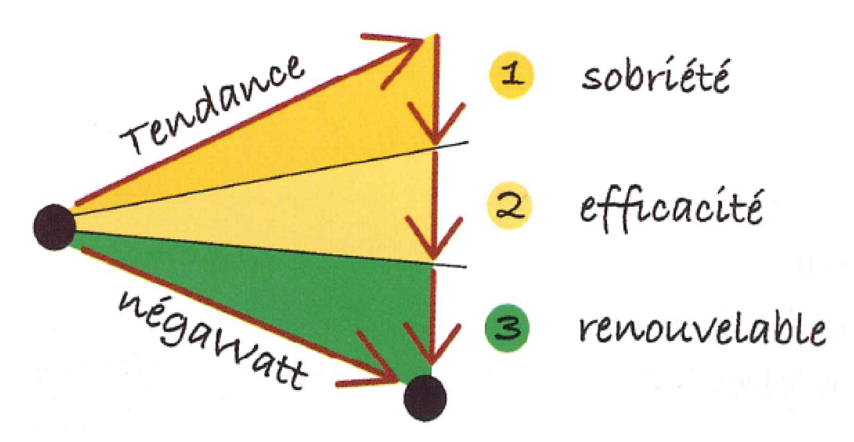


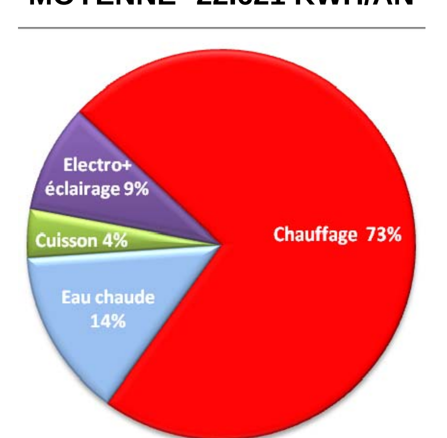
Figure 1 : Démarche Négawatt

Le schéma de la démarche Négawatt illustre parfaitement le contexte dans lequel les énergies renouvelables ont du sens. Ce n'est intéressant et surtout cohérent, qu'à partir du moment où l'on a fait le choix d'une certaine sobriété et qu'on a agit sur l'efficience de ses équipements.

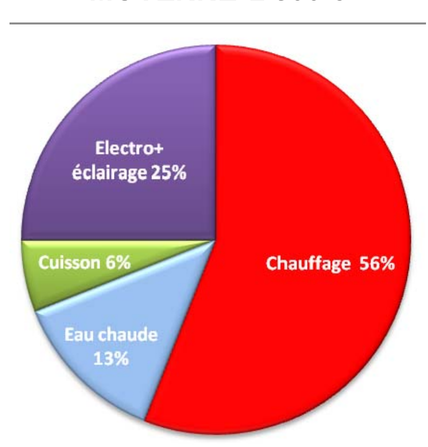
Dans le cas de nouvelle construction, il est important de prévoir dès la conception la possibilité d'intégrer les énergies renouvelables (orientation, local et gaines techniques), par exemple les panneaux photovoltaïques et/ou thermiques.

2. ANALYSE DE LA CONSOMMATION D'UN MENAGE BRUXELLOIS

CONSOMMATION ENERGETIQUE MOYENNE* 22.621 KWH/AN



FACTURE ENERGETIQUE MOYENNE*1.500 €



*CHIFFRES HORS TRANSPORT POUR UN MENAGE MOYEN EN 2006 (ETAT DE L'ENVIRONNEMENT BRUXELLOIS)

Comme l'indique les graphiques ci-dessus, le chauffage se taille la part du lion dans notre consommation énergétique annuelle. C'est donc avant tout sur ce poste qu'il faut travailler si l'on veut réduire sa facture. Le chauffage de l'eau sanitaire représente quant à lui 14% et la cuisson 4%.
Enfin, si l'éclairage et les électroménagers ne représentent que 9% de la consommation totale, ils représentent 25% de la facture énergétique. Cet écart est lié au prix de l'électricité 3 fois plus élevé que les autres sources d'énergie traditionnelles. Il y a donc également lieu d'y faire tout particulièrement attention.

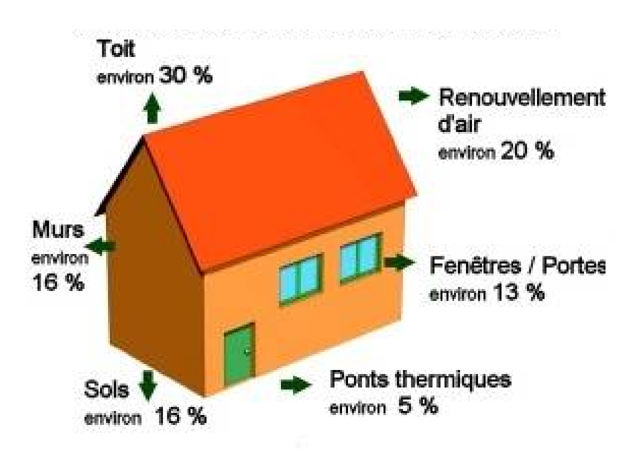
3. DIMINUER LES BESOINS EN ENERGIE DU BATIMENT : L'ISOLATION

Pour diminuer la facture d'énergie d'un ménage, l'isolation est la première étape auquel il faut penser puisqu'elle influence directement la facture de chauffage qui est responsable de 73% de nos dépenses énergétiques hors transport. Elle influence également la facture d'électricité puisque que dans une maison bien isolée, la période de chauffage est plus courte et donc les circulateurs tournent moins longtemps.

Depuis janvier 2010, la prime régionale (1€/Wc)[1], soutenant l'installation d'un système photovoltaïque à Bruxelles, est conditionnée à la performance du bâtiment : basse énergie en rénovation (60 kWh/m²/an), passif en nouvelle construction (15 kWh/m²/an).

PAR OU S'ECHAPPE LA CHALEUR

Les pertes de chaleur dans un bâtiment sont dues pour 16% aux murs, 30% à la toiture, 13% aux fenêtres et 16% au sol du rez-de-chaussée et 20% au renouvellement d'air. Il existe donc une hiérarchie dans la séquence des travaux d'isolation. Elle peut différente pour la construction en neuf et pour la rénovation.
Dans les deux cas, l'intervention la plus efficace est souvent l'isolation du toit (ou du grenier), qui a une grande influence sur la consommation d'énergie du ménage. De



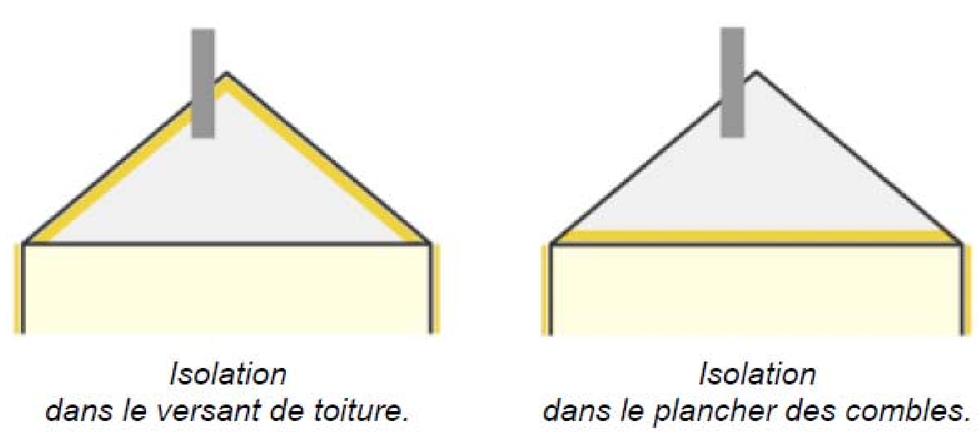
[1] Plus d'info : http://www.bruxellesenvironnement.be/Templates/news.aspx?id=24292&langtype=2060

plus, ce type d'investissement est souvent moins onéreux que d'autres interventions.

L'ISOLATION DE LA TOITURE

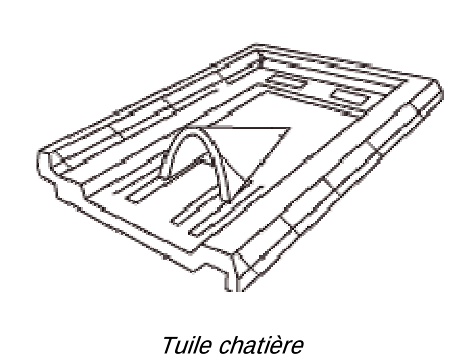
L'isolation de la toiture est dans la plupart des cas celle qui permet la plus grande économie d'énergie et celle qui est la moins couteuse.
Si la toiture est en mauvais état, il est important de sensibiliser l'occupant qu'avant d'installer des modules photovoltaïques, il vaut mieux remplacer la couverture et en profiter pour isoler. L'isolation peut se faire soit entre les chevrons existants, soit par sarking (par au-dessus). Si le grenier n'est pas aménagé, il est préférable d'isoler le plancher du grenier afin d'obtenir un volume protégé (volume qu'il faut chauffer) le plus petit possible.

Attention, si l'onduleur d'une installation photovoltaïque est placé dans le grenier, il faut veiller à ce que ce-dernier soit isolé. En effet, la surchauffe de l'onduleur influence négativement son rendement et sa durée de vie.
Si le grenier n'est pas isolé, mieux vaut placer l'onduleur à la cave ou dans la cage d'escalier. (La cage d'escalier est moins souvent préconisée à cause du léger désagrément sonore que certains onduleurs provoquent)

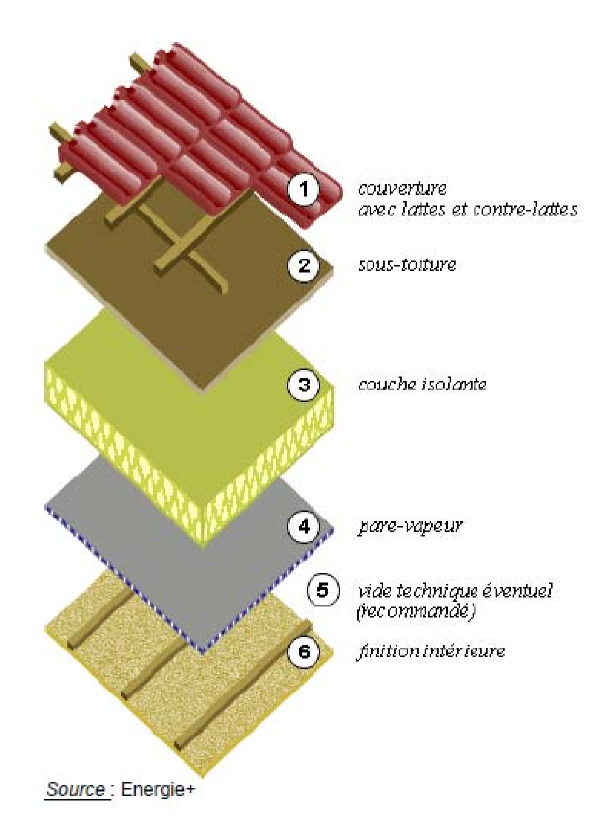


Source : Energie+

Ci-contre les différentes couches constitutives d'une toiture inclinée. Si le passage des tuiles peut se faire assez facilement par le biais de tuile chatière, l'installateur photovoltaïque veillera particulièrement au passage de la sous-toiture et du pare-vapeur. Il faut en effet garantir l'étanchéité de ces deux membranes : une étanchéité à l'eau pour la sous-toiture et une étanchéité à l'air pour le pare-vapeur.



Tuile chatière



Source : Energie+

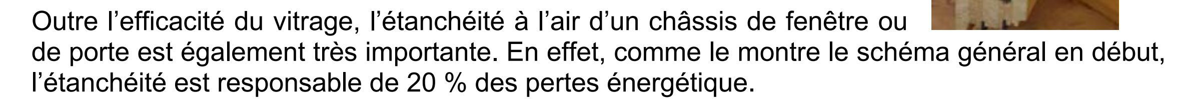
L'ISOLATION DES FAÇADES



Le niveau moyen d'isolation des murs en Belgique est comparable à celui d'un pays comme la Grèce.
Là aussi, les gains énergétiques peuvent être conséquents s'ils sont isolés. L'isolation par l'extérieur est la plus efficace mais pas toujours réalisable. Dans ce cas, il faut se tourner vers l'isolation par l'intérieur, mais attention alors aux phénomènes de condensations.
Dans les deux cas, il est important d'éliminer les ponts thermiques.

L'ISOLATION DES CHASSIS

Par rapport à d'ancien châssis simple vitrage, les doubles vitrages à haut rendement sont 5 fois plus efficaces. C'est donc là aussi un poste prioritaire dans la recherche d'une dépense minimum d'énergie.
Les triples vitrages (ci-contre) sont encore plus performants et sont près de deux fois plus performants que les doubles vitrages à haut rendement.

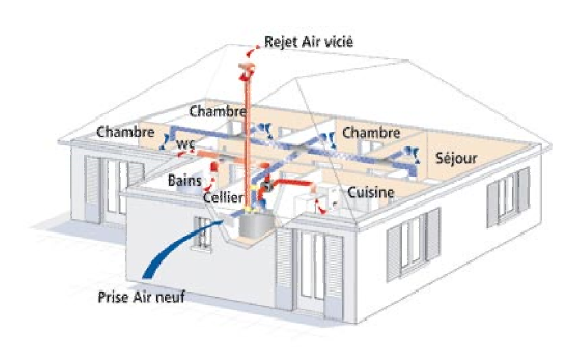


Outre l'efficacité du vitrage, l'étanchéité à l'air d'un châssis de fenêtre ou de porte est également très importante. En effet, comme le montre le schéma général en début, l'étanchéité est responsable de 20 % des pertes énergétique.

L'ISOLATION DU SOL

Facilement réalisable si l'habitation possède des caves, une isolation par le sol nécessite dans le cas contraire une rénovation lourde.
Là aussi, les gains peuvent aller jusqu'à 15% de dépenses énergétiques de moins.

LA VENTILATION



Si de l'humidité est détectée dans le sol ou dans les murs, il faut traiter ce problème avant toute pose d'un isolant. L'humidité peut en effet détériorer l'isolant, mais constitue aussi un risque pour la santé des habitants en raison des risques de formation de moisissures, etc.

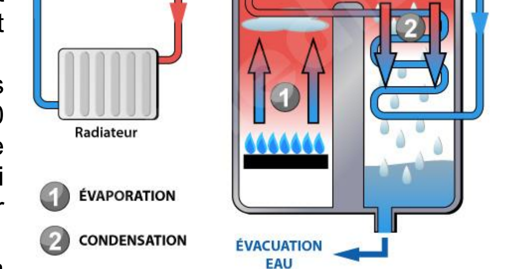
Quand l'isolation d'un bâtiment est améliorée, il est essentiel de prévoir un système de ventilation efficace. Dans les maisons basses énergies et/ou maisons passives, une ventilation mécanique double-flux est souvent mise en œuvre. (voir ci-contre)

Attention aussi aux ponts thermiques ! Un pont thermique est une rupture dans l'isolation, un endroit où le « manteau isolant » a été interrompu. Outre la perte d'efficacité de l'isolation, ces ponts thermiques peuvent se traduire par l'apparition de condensation sur les parois intérieures, d'où formation de moisissures et de pourriture.
Attention : plus l'isolation sera efficace, plus le contraste avec les éléments où l'isolation est mauvaise sera grand.

4. L'EFFICIENCE ENERGETIQUE

Les équipements d'un ménage influencent évidemment également fort la consommation d'énergie. Ci-dessous, les différents points importants sont repris.

LA CHAUDIERE



Responsable de la consommation de près des 75% de l'énergie d'un ménage en vue de chauffer le bâtiment, la chaudière est évidemment un élément très important dont il faut s'assurer un fonctionnement optimal.
Les rendements de conversion des anciennes chaudières (+ de 20 ans) peuvent être inférieurs à 40 %, c'est-à-dire qu'il y a 60 % de pertes. C'est énorme par rapport aux chaudières à condensations qui atteignent des rendements proches des 100%. (voir ci-contre)
Un entretien régulier tous les ans pour chaudière à mazout et tous les 2 ans pour chaudière au gaz est indispensable pour le bon fonctionnement de celle-ci.

Si les travaux de rénovation d'une habitation ont amélioré son isolation, il est souvent rentable de remplacer l'ancienne chaudière par une chaudière moins puissante afin d'éviter la surconsommation.
Contrairement à un moteur de voiture qu'il vaut mieux ménager, une chaudière de petite puissance qui fonctionne à plein régime et longtemps consomme moins qu'une grosse chaudière qui démarre et s'arrête constamment.
Toutefois, il faut d'abord effectuer les travaux d'isolation avant de s'équiper d'une plus petite installation de chauffage.

Par ailleurs, une bonne gestion de chaudière passe par la mise en place d'une régulation efficace. Au minimum, le placement d'un thermostat général permettant de définir les périodes de chauffe ainsi que le placement de vannes thermostatiques sur les radiateurs, réduiront considérablement la consommation.

Les circulateurs de la chaudière sont à l'origine de la consommation principale d'électricité du système de chauffage. Afin d'éviter que l'eau ne circule inutilement dans les radiateurs, il faut veiller à couper la partie chauffage de la chaudière de mi-avril à mi-septembre en moyenne.

LES APPAREILS ELECTRIQUES

Il est très important que l'installateur photovoltaïque sensibilise le client à l'URE au niveau des appareils électriques. En effet, au plus la consommation du client est faible, au plus la part du photovoltaïque sera importante et dans certains cas, cette dernière pourra couvrir l'ensemble de la consommation.

Un Bruxellois isolé consomme en moyenne 2.100 kWh et un ménage bruxellois moyen se composant de deux à trois personnes consomme entre 3.000 et 3.500 kWh d'électricité par an.
Cela veut dire qu'avec un système photovoltaïque de moins de 2500 Wc, il est possible de couvrir 100 % des besoins d'un ménage URE alors qu'il faut plus de 4100 Wc pour un ménage normal.
Dans une logique de développement durable, il est du devoir de l'installateur d'encourager le particulier à réduire ses dépenses énergétiques afin que la plus grande partie possible de sa consommation soit couverte.

Le bihoraire : solution inadaptée au photovoltaïque
Dans la plupart des cas, les simulations tarifaires indiquent que les propriétaires d'installations photovoltaïques ayant choisi un tarif bihoraire ont tout intérêt à passer au tarif simple. En effet, étant donné que la production est automatiquement rachetée au prix de vente de l'électricité, toute la production du week-end sera moins valorisée[2].

Les électroménagers
Ce sont les plus gros consommateurs électriques d'un ménage pour autant qu'il ne possède pas de radiateurs ou de chauffe-eau électriques. Les frigos et congélateurs fonctionnent en permanence tout au long de l'année. Veiller à ce qu'ils soient les plus économes en énergie est essentiel. Pour ce faire, lors de l'achat de nouveaux électroménagers, le label européen indique clairement la classe énergétique ainsi que la consommation.

L'éclairage
Le remplacement des ampoules classiques par des économiques (ou basse consommation) entraine une diminution de consommation par 5 pour délivrer le même flux lumineux.

Dès qu'une ampoule fonctionne régulièrement plus d'une demi-heure, il est intéressant de la remplacer par une ampoule économique : elle chauffe beaucoup moins et peut vivre jusqu'à 8 fois plus longtemps. Economie d'énergie : de 75 à 80%. L'achat, plus onéreux, est vite amorti.
Dans de nombreux cas, il est intéressant d'éviter l'utilisation de lampadaires à éclairage indirect munis d'une lampe halogène. Les lampes halogènes sont très énergivores et peuvent coûter de 50 à 80 € par an (pour un halogène sur pied de 300 Watts). De tels lampadaires existent aussi avec des ampoules classiques ou économiques.

Les veilles

Certains appareils consomment de l'électricité 'en cachette', sans qu'on le remarque.
On peut distinguer deux types de consommations « cachées » :

- **La consommation de « veille » :** Les appareils qui restent inutilement en «mode veille» alors qu'ils pourraient être éteints via l'interrupteur « on-off » principal. C'est typiquement le cas de la télévision, du lecteur CD et DVD, de la chaîne hi-fi, de l'ordinateur, etc.
- **La véritable consommation cachée :** Les appareils qui restent raccordés en permanence au secteur et qu'on ne peut pas ou qu'on ne pense pas à débrancher : machine à laver, chargeur de GSM, cafetière, photocopieur, imprimante, fax, lampadaire halogène avec variateur, brosse à dents électrique, etc.

5. PLUS D'INFORMATION :

N'hésitez pas à conseiller les particuliers à s'informer sur l'URE et l'énergie en général en se rendant sur le site de l'IBGE : www.bruxellesenvironnement.be (Accueil > Particuliers > Thèmes > Energie ou bien sur le centre de documentation en haut à droite sur le page d'Accueil).

[2] Une ssimulation est possible sur le site de Brugel : http://www.brugel.be



LE PHOTOVOLTAÏQUE
MECANISMES DE SOUTIEN, URBANISME & CENTRES D'INFORMATIONS

L'objectif poursuivi par ce module est triple. Dans un premier temps, le fonctionnement des différents mécanismes de soutien de la filière photovoltaïque en région de Bruxelles - Capitale seront abordés, à savoir : les certificats verts, les primes régionales et les aides fédérales. Ensuite le cadre urbanistique dans lequel s'inscrivent les systèmes photovoltaïques sera développé et enfin, ce document reprend les centres d'informations actifs à Bruxelles.

1. MECANISME DE CERTIFICATS VERTS

Le système de certificats verts, mis en place en Belgique et dans quelques autres pays européens (Pologne, Suède, Angleterre et Italie), est différent pour chaque région de notre pays. Il repose néanmoins sur une philosophie commune : promouvoir, via un mécanisme de marché, l'électricité renouvelable/verte. Cette aide à la production vient donc en complément de l'aide régionale, communale et fiscale, et constitue de ce fait un incitant financier important.

DEFINITION

Les certificats verts (CV) sont assimilables à des titres immatériels, au porteur, octroyés pour une certaine quantité d'électricité produite à partir de source d'énergie renouvelable, soit à une émission évitée de CO_2. Ces certificats verts sont transmissibles et négociables contre un prix déterminé par le jeu de l'offre et de la demande.

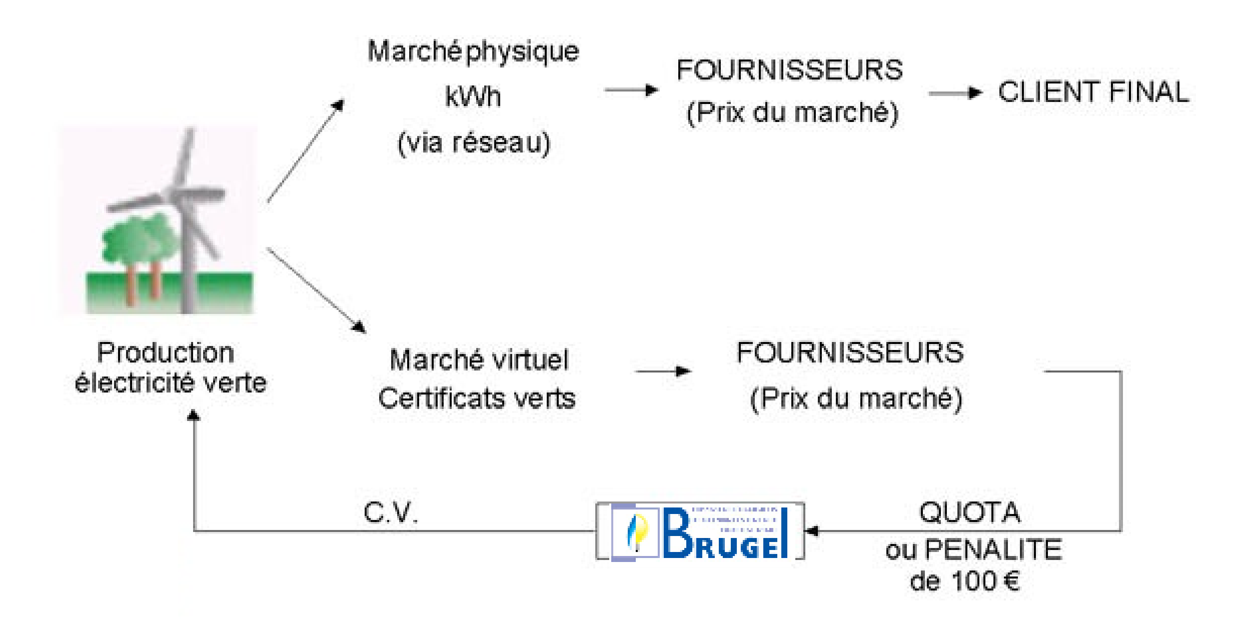
PRINCIPES ET ORIGINES

« En vue d'encourager la production d'électricité verte ainsi que la cogénération de qualité sur le territoire de la région de Bruxelles-Capitale, il est établi un système de certificats verts »

Ce mécanisme, mis en place dans l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en région de Bruxelles-Capitale, a fait l'objet de nombreuses mises à jour et précisions :

- ***l'arrêté du gouvernement RBC du 6 mai 2004*** relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité, instaurant la certification préalable, le mode de calcul et d'octroi ainsi que les coefficients d'émissions de CO_2, les rendements de référence et les obligations des fournisseurs.
- ***l'arrêté ministériel relatif au code de comptage du 12 octobre 2004*** instaurant le principe de comptage de l'électricité nette produite et la classe de précision des compteurs.
- ***l'arrêté du gouvernement RBC du 29 mars 2007*** fixant les quotas de certificats verts pour l'année 2008 à 2012.
- ***l'arrêté du gouvernement RBC du 19 juillet 2007*** modifiant l'arrêté du 6 mai 2004 et instaurant le principe de modification significative et les coefficients multiplicateurs de la filière photovoltaïque.

DESCRIPTION DU MECANISME DES CERTIFICATS VERTS



En parallèle à la production d'électricité photovoltaïque qui peut éventuellement être réinjectée sur le réseau physique de distribution, les auto-producteurs reçoivent des certificats verts virtuels pour la production d'électricité verte.

Les fournisseurs d'électricité actifs sur le territoire bruxellois sont tenus chaque année de fournir au régulateur un certain quota de certificats verts (CV) en fonction des quantités d'électricité qu'ils vendent à leurs clients éligibles. « Pour le 28 février de chaque année au plus tard, BRUGEL, le régulateur bruxellois du marché du gaz et de l'électricité, communique aux fournisseurs le nombre de certificats verts que ceux-ci doivent lui remettre » (Art. 25 de l'AGRBC du 6 mai 2004).
S'ils ne respectent pas les quotas qui leur sont imposés annuellement, ils s'exposent à une amende administrative de 100€ par certificat vert manquant.

Les quotas bruxellois en vigueur actuellement sont les suivants :
(Art. 1 de l'AGRBC du 29 mars 2007)

Année	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
Quota	2,5%	2,75%	3%	3,25%

CALCUL DES CERTIFICATS VERTS

Dans le cadre de ce système, un certificat vert (CV) est octroyé à une installation certifiée pour chaque quantité de 217 kg de CO_2 qu'elle évite d'émettre. En pratique, chaque MWh que produit une installation photovoltaïque donne droit à 1,818 CV soit une économie de 394,5 kg de CO_2..

En région bruxelloise, le législateur a décidé d'appliquer un coefficient multiplicateur au nombre de certificats verts (CV) octroyés, par site de production, en fonction de la surface du champ photovoltaïque. Ceci dans le but d'encourager la filière.

On distingue à cet égard plusieurs paliers :

- de 0 à 20 m² : 4 x 1,818 CV = 7,27 CV/MWh produit
- de 20 à 60m² : 3 x 1,818 CV = 5,45 CV/MWh produit
- au-delà de 60m² : 2 x 1,818 CV = 3,64 CV/MWh produit

En pratique, les installations inférieures ou égales à 20m² recevront 7,27 CV/MWh produit. Les installations plus grandes recevront 7,27 CV/MWh pour les 20 premiers m² ; 5,45 CV/MWh pour les 40m² suivant et 3,64 CV/MWh au-delà.

Si l'installation compte moins de 4 m2, les CV sont calculés forfaitairement et l'on se base sur une production annuelle estimée de 0,5 kWc (+/- 425 kWh).

Il est important de noter que ces coefficients multiplicateurs sont applicables par site de production. Un site de production est assimilé à une toiture.
Dans le cas d'un logement collectif, il est donc important de noter que s'il y a par exemple 5 installations privée de 8 m² raccordées chacune à un compteur différent, le coefficient multiplicateur tiendra compte de l'ensemble de la surface des 5 installations et non de la surface de chaque installation. Chaque propriétaire d'installation recevra alors 1/5ème des certificats verts octroyés à une installation de 40 m².

DUREE D'OCTROI DES CERTIFICATS VERTS PHOTOVOLTAÏQUES

Les certificats verts bruxellois sont octroyés pendant une période de 10 ans à dater de la mise en service du système (Art.14 §1er de l'AGRBC du 6 mai 2004). Durant cette période, Brugel peut contrôler l'installation à tout moment.

DUREE DE VALIDITE DES CERTIFICATS VERTS OCTROYES

Tout certificat vert a une durée de validité limitée à 5 ans, à dater du jour où il a été octroyé (Art.20 de l'AGRBC du 6 mai 2004).

PRIX DES CERTIFICATS VERTS DE LA FILIERE PHOTOVOLTAÏQUE

Aucun prix minimum n'est garanti à Bruxelles et le prix moyen du marché du CV oscille entre 65€ et 100€. Ce prix est négocié et formalisé par un contrat avec un fournisseur. Le prix moyen en 2008 était de 90.95 €.

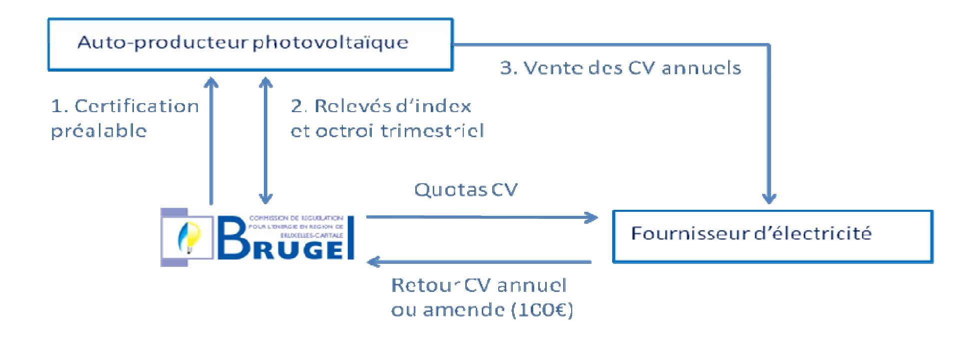
FISCALITE ET CERTIFICATS VERTS

En application du régime de franchise prévu à l'article 56, §2 du code de la TVA, les ventes d'électricité et de certificats verts ne sont pas soumis à la taxe, sauf lorsque le chiffre d'affaire ne dépasse pas 5580€ par année civile.

Pour l'impôt des personnes physiques, les revenus provenant de la vente des CV ne sont pas considérés comme des revenus imposables, pour autant que l'énergie soit produite au moyen d'installations utilisées exclusivement dans la sphère privée.

PROCEDURE APPLICABLE POUR L'OCTROI ET LA VALORISATION DES CERTIFICATS VERTS

Le calcul, l'octroi et la gestion des certificats verts sont informatisés et confiés à BRUGEL. Ce dernier comptabilise les crédits et débits à chaque octroi, achat ou restitution dans une base de données (dans le cadre du contrôle du respect des quotas).
En bref, il s'agit d'une écriture dans la base de données administrée. L'enregistrement dans cette base de données permet de certifier et de promouvoir la production d'électricité verte. Attention, cette base de données ne constitue ni une plate-forme d'échange ni une bourse.
La procédure d'octroi des certificats vert se déroule en plusieurs étapes détaillées ci-dessous et peut être représentée graphiquement comme suit :



1. Pour pouvoir bénéficier des certificats verts, les propriétaires d'installations produisant de l'électricité verte en région bruxelloise doivent préalablement demander à BRUGEL de venir certifier le compteur de production d'électricité verte.
   Cette certification atteste que l'installation considérée est une installation de production d'électricité verte et que sa conception permet de comptabiliser les quantités d'énergie consommées et produites conformément au code de comptage. La demande se fait via un formulaire disponible en ligne (particulier > certificats verts > où trouver les formulaires). Deux formulaires sont disponibles : un pour les installations de moins de 5 kVA et un autre pour les installations de plus de 5kVA.
   Si la demande est réputée complète[1], un technicien viendra sceller, le compteur vert, relever l'index initial et vérifier la conformité du dossier avec l'installation existante.
   A dater du scellé du compteur, la production du système photovoltaïque est prise en compte pour l'octroi des certificats verts. Cette visite est unique et ne se reproduira pas par la suite (sauf dans le cas d'un contrôle de la production). La certification se matérialise par la délivrance d'une attestation de conformité qui vaut pour toute la durée de vie de l'installation. Par la suite, les relevés trimestriels se feront par le propriétaire de l'installation ou son mandataire.
   Pendant toute la durée d'octroi des CV, le propriétaire de l'installation s'engage en outre à accepter tout contrôle permettant d'attester de la véracité de ses relevés et de la conformité de son dossier avec l'installation existante.

L'installateur se doit d'informer le client qu'au plus le délai entre la mise en service et la date de certification est grand, au plus d'électricité sera « perdue » pour la comptabilisation de certificats verts. La procédure de certification doit être rentrée au plus vite chez BRUGEL.

2. A chaque fin de trimestre civil, le propriétaire de l'installation photovoltaïque ou son mandataire doit communiquer à BRUGEL l'index de son compteur vert.
   Une fois par an, au cours du mois de janvier, un extrait de compte lui sera envoyé, mentionnant le nombre de certificats verts octroyés sur la période considérée.

3. Les certificats verts octroyés peuvent alors être vendus aux fournisseurs d'électricité. La liste des fournisseurs actifs en RBC et des personnes de contact est disponible sur le site Bruxelles-Renouvelable[2].

DELAIS LEGAUX

BRUGEL dispose d'un mois pour considérer le dossier de demande de certification comme complet.
Une fois le dossier réputé complet, un technicien mandaté par BRUGEL, dispose d'un mois pour venir sceller le compteur et relever l'index initial.
Au plus tard un mois à dater de la visite du technicien, BRUGEL envoie une attestation de conformité de l'installation.

DOCUMENTS UTILES

Documents disponible sur le site web de BRUGEL : www.brugel.be : particulier > certificats verts > où trouver les formulaires

- Formulaire de demande de certification pour les installations photovoltaïques < 5kWc
- Formulaire de demande de certification pour les autres installations
- Formulaire mandataire CV
- Formulaire de vente des CV

[1] Pour être considéré comme complet, le formulaire doit être dûment complété et muni de ses annexes : au minimum une copie de la facture de l'installation au nom du propriétaire, une copie recto verso de sa carte d'identité, la fiche technique du compteur, un schéma de position et un schéma unifilaire. Si elle n'est pas disponible à la date d'envoi du dossier, l'attestation de conformité au R.G.I.E. peut quant à elle être envoyée par la suite. S'il échet, une copie du permis d'urbanisme et du contrat relatif à la vente d'électricité.

[2] www.bruxelles-renouvelable.be



2. PRIMES REGIONALE ET COMMUNALES

PRIME REGIONALE

La prime régionale de 2010 en région de Bruxelles-Capitale est de 1€ par Watt-crête plafonné à 30% du prix total de l'installation et limité aux habitations répondant aux conditions suivantes :

- S'il s'agit d'une nouvelle construction, elle se doit d'être passive (15 kWh/m².an)
- S'il s'agit d'un bâtiment existant, il doit être basse énergie (60 kWh/m².an)

Les détails des conditions techniques sont repris dans le document de demande de prime disponible sur le site web de Bruxelles Environnement. Selon le type d'installation, il y a lieu de se reporter à la section pour les particuliers, les logements collectifs ou les entreprises.

Les conditions dans le document de demande de prime sur www.bruxellesenvironnement.be → particuliers → Gestes pratiques → Mes primes

Compteur A+/A- obligatoire mais gratuit
Le remplacement obligatoire par SIBELGA du compteur actuel par un compteur électronique bi-directionnel A+/A- sera remboursé à 100% (formulaire online sur www.sibelga.be).

PRIME COMMUNALE

Certaines communes octroient une prime supplémentaire (250 à 1000 €) à l'installation de modules photovoltaïques.
Les nouveautés, modifications, suppressions, étant nombreuses, nous vous conseillons de prendre contact directement avec le Service Urbanisme de la commune du maître d'ouvrage.

3. AIDES FISCALE

Pour toutes personnes éligibles à l'impôt, il est possible d'obtenir une réduction fiscale de 40% de l'investissement TVA comprise. Pour ce faire, il faut satisfaire aux conditions suivantes :

- Les modules doivent présenter les caractéristiques suivantes :
  - pour les "modèles cristallins", la norme IEC 61215 est exigée ainsi qu'un rendement minimal de 12 % ;
  - pour les "modèles fins", la norme IEC 61646 est exigée ainsi qu'un rendement minimal de 7 %.
- Le rendement minimal pour les onduleurs doit être supérieur à 88 % pour les systèmes autonomes, et supérieurs à 91 % pour les systèmes reliés à un réseau.

- L'orientation des capteurs doit se faire entre l'Est et l'Ouest en passant par le Sud et l'inclinaison des capteurs doit se faire entre 0 et 70° par rapport à l'horizontale pour les capteurs fixes.
  Attention, notez que ces conditions d'orientation et d'inclinaison sont différente que celle précisées dans la prime régionale

Le plafond de cette prime est en 2010 de 3.600 € mais l'excédent peut être reporté.
En effet, pour ce qui concerne les habitations occupées depuis au moins 5 ans avant le début des travaux, cet excédent peut être reporté sur les 3 périodes imposables suivantes sans dépasser, par période imposable, le montant limite précité, y compris les nouvelles dépenses de la période.

Pour pouvoir bénéficier de l'avantage fiscal, les travaux doivent être réalisés par un entrepreneur enregistré et doivent avoir été payé pendant la période imposable indépendamment du moment de la réalisation des travaux.

Plus d'information sur le site web du ministère des finances http://www.minfin.fgov.be : Thème > habitation > investissements économiseurs d'énergie :

4. EXEMPLES DE CALCUL FINANCIERS

Un exemple financier actualisé concernant les petites installations est disponible dans les guides d'installation pour les petits et pour les grands systèmes.

5. L'URBANISME ET LE PHOTOVOLTAÏQUE



Les règles d'urbanisme en relation avec l'intégration de panneaux solaire en région de Bruxelles-Capitale ont été assouplies par l'arrêté du gouvernement du 13 novembre 2008.
Cet Arrêté détermine notamment les actes et travaux dispensés du permis d'urbanisme, de l'avis du fonctionnaire délégué, de la commune ou de la commission royale des monuments et sites ou de l'intervention d'un architecte.

Un permis n'est plus nécessaire si :

"Les capteurs sont non visibles de l'espace public ou placés en toiture pour autant qu'ils soient incorporés dans le plan de la toiture ou fixés sur la toiture parallèlement au plan de celle-ci, sans présenter de saillie de plus de 30 cm ni de débordement par rapport aux limites de la toiture. Tous les types de toitures sont concernés.

Il reste nécessaire dans les autres cas (visible et/ou non placés dans le même plan que le toit) et/ou si

- votre bâtiment est classé ou se trouve dans un périmètre de protection
- quand les travaux impliquent une dérogation à un plan d'affectation du sol; un règlement d'urbanisme; un permis de lotir.



Figure 1 : Permis nécessaire car non respect du parallélisme entre le plan du toit et les panneaux et visible de la rue

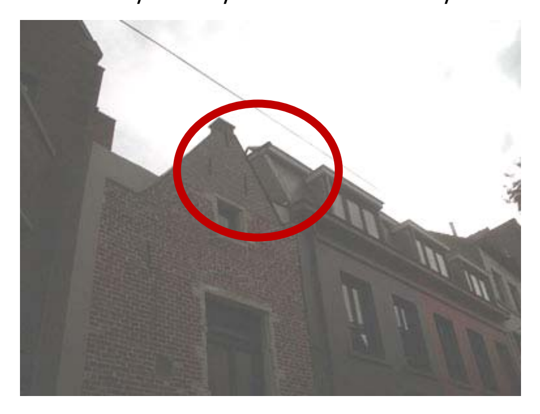


Figure 2 : Cas limite où les panneaux sont à peine visibles de la rue

6. ORGANISMES COMPETENTS ET CENTRES D'INFORMATIONS

BRUXELLES ENVIRONNEMENT

Adresse : Gulledelle, 100
1200 Bruxelles
Tél. : 02 775 75 75
Internet : http://www.bruxellesenvironnement.be
Mail : info@ibgebim.be

C'est l'administration bruxelloise de l'environnement et de l'énergie.
Son site web regroupe notamment les informations utiles suivantes :

- Annuaire des installateurs photovoltaïques
- Formulaires de primes régionales (particuliers – logements collectifs – entreprises)
- Centre de documentation : regroupe info-fiches et fiches de réalisations photovoltaïques, plan d'étapes pour le particulier et les entreprises, guide d'entretien.

Bruxelles Environnement mettra également en place la Maison de l'écoconstruction et de l'énergie : La région organisera, au sein de l'IBGE, un service d'accompagnement des ménages pour agir sur l'URE et l'éco-construction. L'objectif est d'assurer une réponse efficace et pro-active aux besoins des ménages à n'importe quel moment de leur vie dans leur logement (achat, location, occupation, construction, rénovation).
Les objectifs de l'accompagnement au changement portent notamment sur la diffusion d'information, l'accompagnement à la prise de décision et dans la réalisation des travaux, la réalisation de petits travaux et l'aide à la recherche de financement.

POINT INFO ENERGIE RENOUVELABLE



Adresse : Rue royale, 35
1000 Bruxelles
Tél. : 02 218 78 99
Internet : http://www.bruxelles-renouvelable.be
Mail : bruinfo@apere.org

Mis en place par Bruxelles Environnement, le Point Info Énergie Renouvelable s'adresse à toutes personnes désirant installer un petit système énergie renouvelable (maison unifamiliale jusque logement collectif de moins de 10 logements) en Région de Bruxelles-Capitale.
Son rôle est d'accompagner toutes ces personnes dans leurs démarches : Un service d'expert analyse et compare les devis, réalise des simulations de production via logiciels spécialisés, donne avis et conseils.

Son site web regroupe notamment les informations utiles suivantes :

- Tous les documents utiles pour se lancer dans les ER
- Forum d'échange d'expérience
- Horaire du guichet
- Un service presse
- Renouvelle : un magazine gratuit qui suit l'actualité de l'énergie durable




FACILITATEUR ENERGIE RENOUVELABLES

Adresse : Gulledelle, 100
1200 Bruxelles
Tél. : 0800/85 775 (choisissez votre langue puis Menu 1 / sous menu 1 / sous menu 4).
Internet : http://www.bruxellesenvironnement.be
Mail : fac.her@ibgebim.be

Bruxelles Environnement a également mis en place le service de Facilitateur Energies renouvelables - grands systèmes.
Les services offerts sont une information sur:

- les technologies existantes et les fournisseurs d'équipement;
- les aides financières existantes et les procédures administratives correspondantes;
- les outils de pré-dimensionnement de systèmes de production d'énergies renouvelables;
- Une guidance spécifique aux différents stades d'avancement de votre projet « énergie renouvelable » :
- relecture de vos études de faisabilité, cahiers des charges ;
- comparaison & aide à la sélection des offres d'installation d'un système de production d'énergie renouvelable ;

BRUGEL



Adresse : Gulledelle, 92
1200 Bruxelles
Tél. : 0800 97 198
Internet : http://www.brugel.be
Mail : greenpower@brugel.be

Le régulateur bruxellois du marché du gaz et de l'électricité assure, entre autre, la mission de surveillance et de contrôle des règles régissant la filière de l'électricité verte.
Son site web regroupe notamment les informations utiles suivantes :

- comparateur des prix de l'électricité
- formulaire de certifications, de vente et de mandat pour l'octroi des certificats verts

ASSOCIATION DE PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES (APERE)



Adresse : Rue Royale, 35
1000 Bruxelles
Tél. : 02/218 78 99
Internet : http://www.brugel.be
Mail : info@apere.org

Association belge de référence en matière d'énergie renouvelables, l'APERe travaille depuis 1991 pour une énergie durable par les énergies renouvelables et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Son site web regroupe notamment les informations utiles suivantes :

- base de données de documents concernant les ER
- agenda reprenant tous les évènements en Belgique et en Europe ayant trait aux ER
- Informations concernant de centre de documentation : Bibliothèque reprenant de nombreux ouvrages de référence dans le domaine ainsi que la plupart des périodiques liés aux ER.



INFOS FICHES-ÉNERGIE

LE PHOTOVOLTAÏQUE
FONCTIONNEMENT ET TECHNOLOGIES

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau. Le principe photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839 et expliqué par Albert Einstein en 1905 (c'est pour cette explication qu'il a reçu le prix Nobel de Physique en 1921).

Le préfixe Photo vient du grec « phos » qui signifie lumière. « Volt » vient du patronyme d'Alessandro Volta (1745-1827), physicien qui a contribué aux recherches sur l'électricité. Photovoltaïque (PV) signifie donc littéralement électricité lumineuse.

1. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

La cellule PV, aussi appelée cellule solaire, constitue l'élément de base de la conversion photovoltaïque. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur qui transforme en énergie électrique l'énergie lumineuse fournie par une source d'énergie inépuisable, le soleil. Elle exploite les propriétés des matériaux semi-conducteurs utilisés dans l'industrie de l'électronique : diodes, transistors et circuits intégrés.

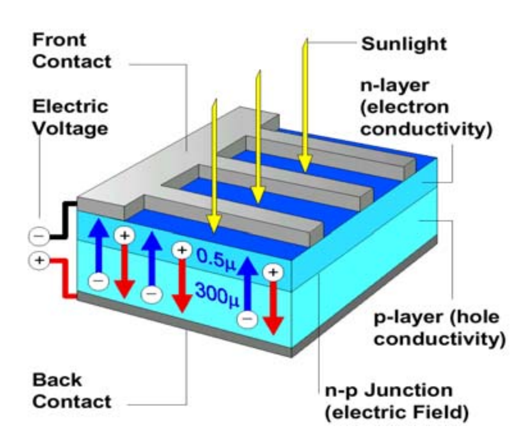


Figure 1 : représentation en coupe d'une cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque se manifeste quand un photon est absorbé dans un matériau composé de semi conducteurs dopés p (positif) et n (négatif), dénommé comme jonction p-n (ou n-p). Sous l'effet de ce dopage, un champ électrique est présent dans le matériau de manière permanente (comme un aimant possède un champ magnétique permanent). Quand un photon incident (grain de lumière) interagit avec les électrons du matériau, il cède son énergie $h\nu$ à l'électron qui se retrouve libéré de sa bande de valence et subit donc le champ électrique intrinsèque. Sous l'effet de ce champ, l'électron migre vers la face supérieure laissant place à un trou qui migre en direction inverse. Des électrodes placées sur les faces supérieure et inférieure permettent de récolter les électrons et de leur faire réaliser un travail électrique pour rejoindre le trou de la face antérieure.

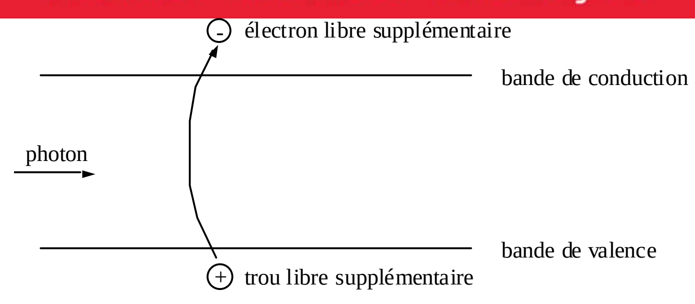


Figure 2: le photon incident crée une paire électron / trou

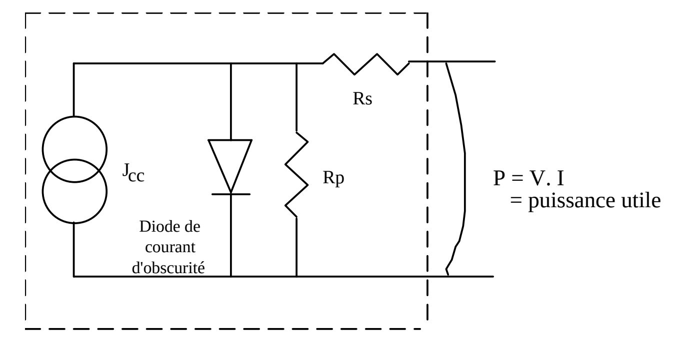


Figure 3 : circuit équivalent à une diode modélisant la cellule photovoltaïque (de gauche à droite, générateur de courant, diode, résistance parallèle Rp et résistance série Rs)

2. LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

Pour passer de l'effet photovoltaïque à l'application pratique, il est nécessaire de trouver des matériaux qui permettent d'optimiser les deux phases essentielles de ce principe:

1. Absorption de la lumière incidente
2. Collection des électrons en surface

Les cellules PV sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs qui sont capables de conduire l'électricité ou de la transporter. Plus de 90 % des cellules solaires fabriquées à l'heure actuelle sont au silicium cristallin, un semi-conducteur. Une des faces de la cellule est dopée **n** (par exemple du phosphore). L'autre est dopée **p** (par exemple du bore). Des électrodes métalliques sont placées sur les 2 faces pour permettre de récolter les électrons et de réaliser un circuit électrique.

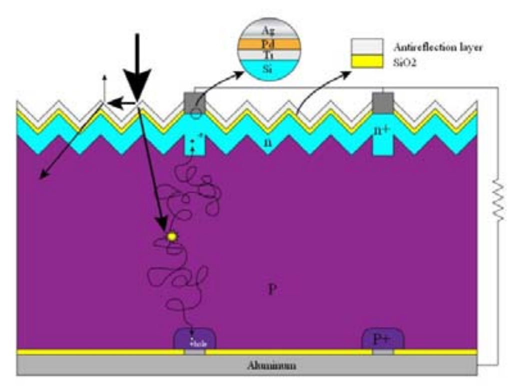


Figure 4: Coupe schématique d'une cellule photovoltaïque au silicium

La face supérieure de la cellule est traitée de manière à optimiser la quantité de lumière entrant dans la cellule au moyen de traitement de surface, par l'application d'une couche anti réflexion. Les faces supérieure et inférieure sont équipées d'électrodes pour récolter les électrons.
Il existe différentes technologies de cellules photovoltaïques. Les différences entre elles se situent au niveau des matériaux utilisés et des procédés de fabrication.

DIFFERENTS TYPE DE TECHNOLOGIES DE CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES

1ère génération: Silicium cristallin (mono et poly)
Cette génération de cellule repose sur les wafers (fine tranches) de silicium cristallin. Ces wafers sont sciés dans des lingots de silicium. Ces lingots sont le résultat d'un processus de purification de manière à obtenir un matériau contenant 99.99999% de Silicium.

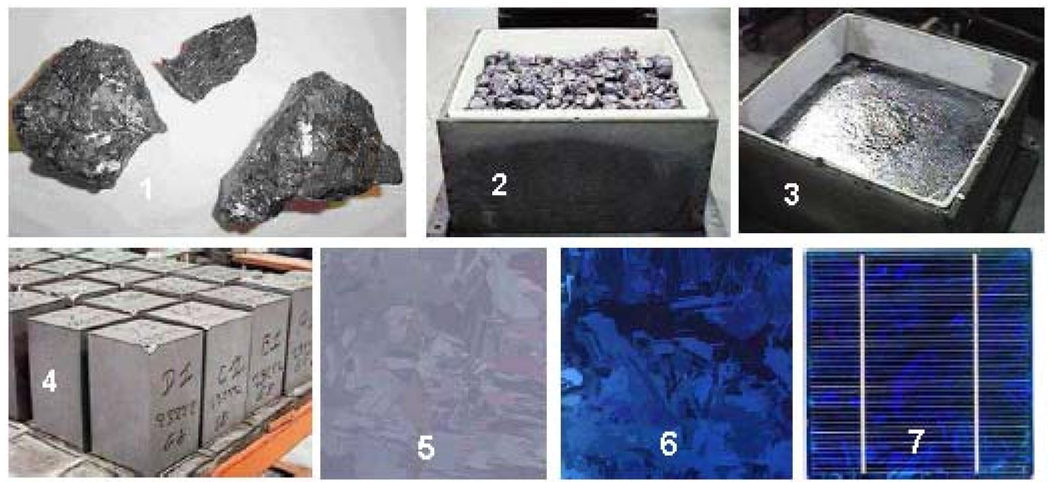


Figure 5 : Etape de fabrication des cellules : (1) minerai de Silicium – (2) raffinage (pour augmenter la pureté) – (3) Silicium en fusion donnant des lingot (4) après solidification – (5) wafer obtenu par sciage du lingot – (6) traitement de surface par procédés physico chimiques et (7) cellule finie avec électrodes

Les cellules cristallines se subdivisent en 2 catégories : mono- et poly- cristalline selon le type de structure. Ces deux types de cellules proviennent de procédé de purification et de solidification différents (processus Czochralski (Cz) et processus Siemens). Les procédés de purification Cz et Siemens ont des structures d'approvisionnement différentes et sont généralement réalisées par des industries différentes.

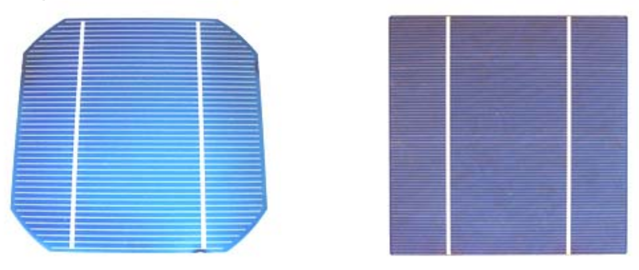


Figure 6: cellule mono cristalline et poly cristalline

Les cellules monocristallines se distinguent à leurs coins cassés et à leur aspect uniforme. Les cellules poly-cristallines ont quant à elles un aspect plus irisé provenant de l'orientation des différents réseaux cristallins par rapport au plan de coupe.

Ces technologies sont caractérisées par des efficacités de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 12% à 14% (poly-cristallin) et de 13% à 19% (monocristallin), au niveau des modules commerciaux les plus largement utilisés.

2ème génération: CdTe, CIS/ CIGS, silicium amorphe et microcristallin

Cette génération de cellule repose sur la déposition de matériaux semi conducteurs en couches minces (*thin film*). Ces matériaux sont déposés par des procédés tels que PE-CVD (Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition) sur un substrat. L'épaisseur de la couche varie entre quelques nanomètres à des dizaines de micromètres. Ces technologies qui étaient initialement chères étaient réservées aux applications spatiales (en raison de leur poids par watt crête plus faible) et aux technologies de concentration. Avec l'augmentation des volumes de production, le prix de revient de ces technologies a baissé pour devenir compétitif avec les technologies cristallines de la première génération.

Parmi les technologies en couches minces qui sont exploitées industriellement (production de masse), on distingue :
CdTe : Cadmium Teluride (teluride de cadmium)
CIS / CIGS : Copper Indium Gallium Selenide
Silicium en couche mince : silicium amorphe αSi et microcristallin

Ces technologies sont caractérisées par des efficacités de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 6% (αSi) à 5 à 11% (CdTe) (efficacité des cellules, les modules présentant une efficacité un peu moindre due aux espaces entre les cellules).

A noter que le tellurure de cadmium est un alliage de métal lourd, très toxique, et peut -tout comme le plomb ou le mercure- se concentrer dans la chaine alimentaire. L'UE en a interdit l'usage pour les appareils électriques... exception faite pour les cellules PV...



Figure 7 : modules verre-verre au Telluride de Cadmium, efficacité de 9 à 11%



Figure 8 : façade en CIGS au Pays de Galles, efficacité de 8,5%

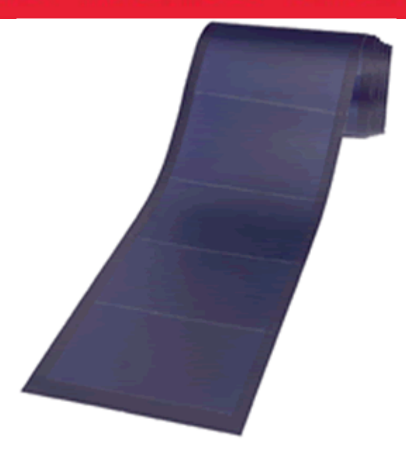


Figure 9 : module photovoltaïque souple au silicium amorphe aSi triple jonction pour une efficacité de 6,5% (photo Unisolar)



Figure 10 : module combinant technologie microcristalline et amorphe pour une efficacité de 8,5% (photo Phoenix Solar)

Technologies photo-électro-chimiques (Dye Sensitised Cell et Organic PV)

Les cellules photovoltaïques organiques sont des cellules photovoltaïques dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Il en existe principalement deux types:

- Les cellules photovoltaïques organiques moléculaires
- Les cellules photovoltaïques organiques en polymères

Apparues dans les années 1990, ces technologies ont pour but de réduire le coût de production de l'électricité. Les cellules photovoltaïques organiques bénéficient du faible coût des semi-conducteurs organiques et des simplifications potentielles dans le processus de fabrication. Elles offrent la perspective d'une production en continu (roll-to-roll) qui pourrait réduire drastiquement le prix de revient des panneaux solaires.



Figure 11 : sac à dos incorporant un module de technologie organique DSC

Pratiquement, ces technologies ne sont utilisées commercialement aujourd'hui que dans le secteur de l'électronique de consommation (chargeur de GSM/ baladeur MP3) où la durée de vie de la cellule et du produit associé sont approximativement égales (2 ans). En améliorant la durée de vie ou en réduisant les coûts de production, d'autres applications devront voir le jour dans les années à venir.

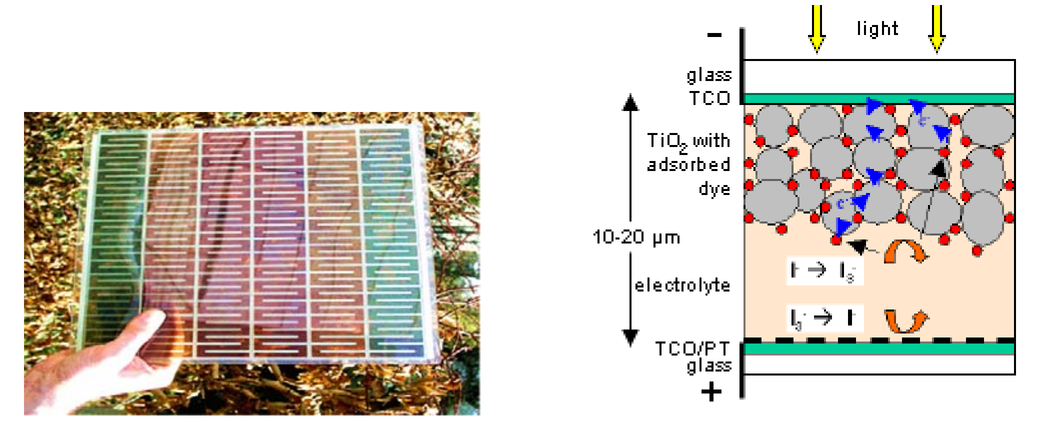


Figure 12: Cellule Dye Sensitized Cell - coupe explicative

Encore au stade de recherche expérimentale, le record de rendement est compris entre 4 et 5% en laboratoire. Avant une possible commercialisation, des avancées concernant l'efficacité et l'encapsulation doivent encore être réalisés.

ÉVOLUTION DES RENDEMENTS DES DIFFERENTS TYPES DE CELLULES

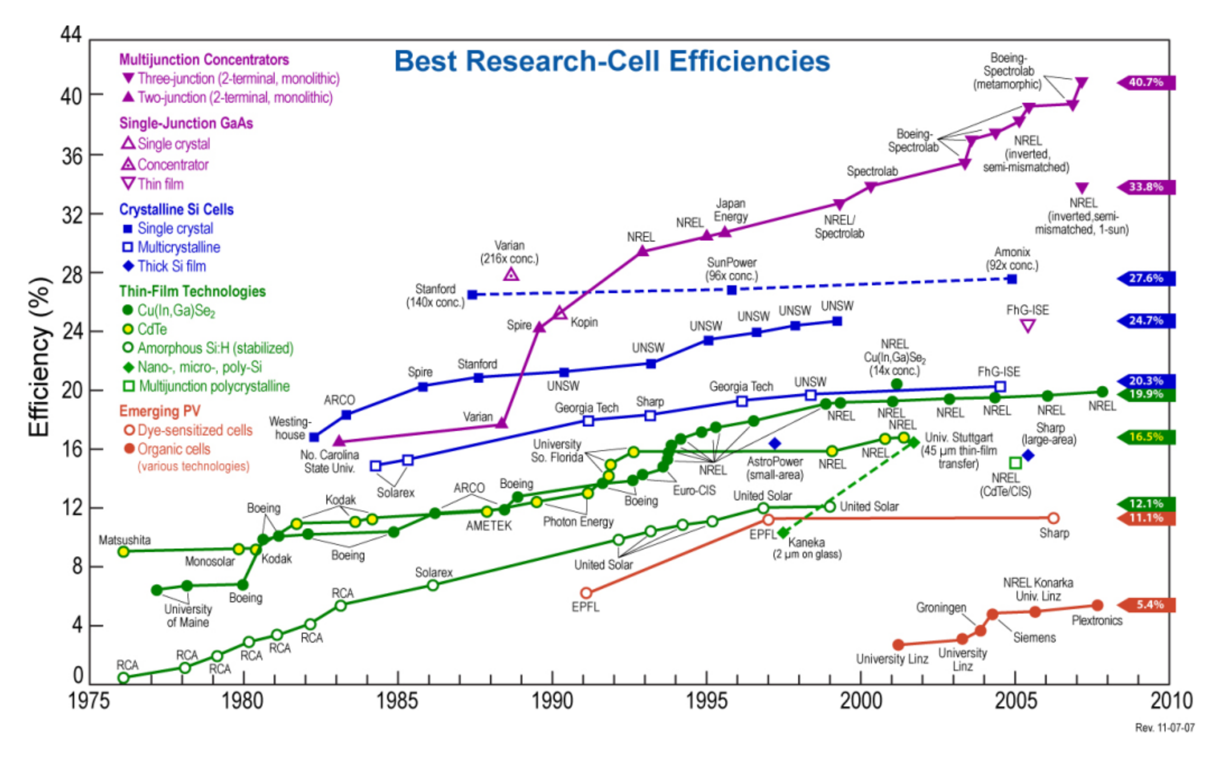


Figure 13: diagramme montrant les différentes technologies et l'évolution des rendements des cellules au niveau de laboratoire

Figure 14 : répartition des différentes technologies en termes de prix et rendements (2007)

La Figure 13 et la Figure 14 montrent l'évolution de l'efficacité des différentes technologies. Ces résultats illustrent les efficacités atteintes pour les meilleures cellules en laboratoire. Les différentes familles de technologies sont indiquées par des couleurs différentes. Les rendements sont évidement plus hauts qu'au niveau commercial car les conditions de fabrication ne sont pas standardisées ni industrialisées au niveau de laboratoire.

La Figure 14 présente la limite de Shockley-Queisser qui fixe l'efficacité (rendement) maximale théorique d'une cellule solaire composé par jonctions p-n.
Les abréviations SPWR, ESLR et FSLR appartiennent aux noms de différents fabricants respectivement : Sunpower, Evergreen Solar et First Solar inc. Par contre CIGS signifie Cuivre Indium Gallium Sélénium, un alliage utilisé par le fabriquant Nanosolar (voir graph) principalement pour la fabrication d'une cellule solaire sous forme d'une couche mince poly cristalline. Les chiffres entre chaque cercle de couleur représentent la puissance produite (approximativement) de chaque technologie.

On peut dire que les efficacités « typiques » des différentes technologies sont :

	Silicium amorphe	Teluride de Cadmium	CI(G)S	silicium amorphe / microcristallin	monocristallin	polycristallin
efficacité de cellule aux STC *	5 - 7 %	8 -11 %	7 - 11 %	8%	16 - 19 %	14 - 15%
efficacité de module aux STC					13 - 15 %	12 - 14%
Surface requise pour obtenir 1 kWc	15 m²	11 m²	10 m²	12 m²	~ 7 m²	~ 8 m²

* STC : conditions de test standard 1000 W/ m², 25°C, spectre AM 1.5

Figure 15 : Efficacités typiques des différentes technologies PV utilisées commercialement (source Photon International Modules Survey 2009)

3. LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Les cellules cristallines telles quelles ne permettent pas d'utiliser l'énergie photovoltaïque de manière efficace et pérenne. En effet, les cellules ne développent qu'une puissance relativement faible (de l'ordre de 3 W) et sont extrêmement fragiles et sensibles aux éléments extérieurs (corrosion). Pour utiliser l'énergie PV à grande échelle, les cellules sont connectées entre elles en série pour augmenter la tension et en parallèle pour augmenter le courant. Elles sont ensuite encapsulées entre une feuille de verre et une feuille de Tedlar (Polyvinyl fluoride (PVF) ou -(CH2CHF)n-) à l'aide d'un polymère (ethylene vinyl acetate EVA).

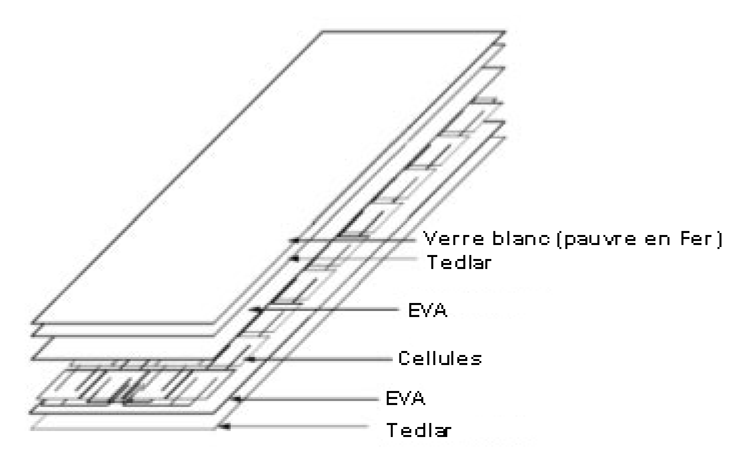


Figure 16 : composition d'un module photovoltaïque au silicium cristallin

Les modules les plus courants mesurent 1580 x 808 mm et contiennent 72 cellules pour une puissance de 200 Wc. Il existe des modules de tailles différentes allant de 1 cellule (100 mm x 100 mm) jusqu'à des modèles pour intégration en façade de 2631 x 1645 (117 kg pour 580 Wc). Actuellement, des modules de 300 Wc et plus se développent sur le marché.

Les cellules d'un module typique sont séparées en plusieurs segments d'environ 18 cellules qui sont protégées par des diodes. Si une de ces cellules venait à être ombragée, la diode se déclencherait de manière à protéger les cellules de cette partie de module.



Figure 17 : différents types de modules PV

Enfin, Chaque module est testé en bout de chaîne sous des conditions normalisées : Standard Test Conditions (STC) : éclairement : 1000W/m², t° cellules : 25°, Air Mass[1] : 1,5

[1] Air Mass : masse d'air optique. Lors de sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire direct est affaibli par absorption et diffusion sur les molécules gazeuses et les particules atmosphériques. Cet affaiblissement du rayonnement (extinction) est fonction du nombre de ces particules et molécules et également de la longueur du trajet parcouru par les photons avant de parvenir sur la cellule PV (trajet plus long au coucher du soleil qu'à midi solaire notamment). L'extinction unitaire correspondant à une masse d'air optique de 1 représente l'extinction du rayonnement extraterrestre ayant traversé verticalement l'atmosphère jusqu'à un point situé au niveau de la mer, pour une pression atmosphérique de 1 013 mb. AM 1,5 correspond à un angle solaire de 41,8°).



4. RECYCLAGE DES MODULES

Les modules sont recyclables en fin de vie (après 25 à 30 ans). Il est possible de récupérer le verre, l'aluminium des cadres, le silicium des cellules et le cuivre des connecteurs. Ce recyclage permet de réduire le coût énergétique des modules suivants, car une partie des opérations d'extraction et de raffinage n'est plus nécessaire.

L'industrie photovoltaïque européenne a lancé l'initiative PVCycle (www.pvcycle.org) qui vise à recycler - gratuitement - les modules photovoltaïques en fin de vie.

5. L'ONDULEUR

L'onduleur est un élément essentiel d'une installation photovoltaïque. C'est une machine d'électronique de puissance qui transforme l'énergie électrique DC issue des modules PV en énergie électrique AC, directement utilisable localement ou injectée sur le réseau. Cet onduleur doit être équipé d'un dispositif automatique de déconnexion du réseau (protection de découplage) : lorsque la tension du réseau chute ou disparaît, l'onduleur doit instantanément se déconnecter pour éviter toute injection de courant à ce moment (sécurité). De même, l'onduleur doit être équipé d'un mécanisme de protection contre l'injection de courant continu sur le réseau.

Pour ces raisons de sécurité, l'onduleur installé doit faire partie des équipements agréés VDE 0126 adapté au contexte belge[2].

Il existe différentes catégories d'onduleur selon l'application envisagée :

Applications autonomes (non raccordées au réseau) : ces onduleurs génèrent un signal de 220V d'amplitude et de 50 Hz de fréquence de manière à créer un réseau AC. Ils peuvent être combinés à un régulateur de charge et des batteries pour stocker de l'énergie pour une utilisation de nuit.

Application raccordées au réseau : on distingue plusieurs catégories d'onduleurs raccordés au réseau :

1. Les onduleurs centraux : ces onduleurs sont logés dans des armoires industrielles et délivrent des puissances AC de 50 à 500 kVA en triphasé (1 VA = 1 W quand le cos phi vaut 1, ce qui est le cas avec les onduleurs. Souvent on utilise l'unité VA pour la partie AC du circuit pour éviter la confusion entre les Watt crêtes et les Watt « réels »). Ils sont généralement installés pour les grands projets (à partir de 60 kWc) dans des locaux dédiés à cet effet. (Figure 18)



Figure 18 : Exemples d'onduleurs centraux (Siemens) de 100 à 420 kW (ac)

[2] Voir dans le texte de la norme VDE 0126 : paragraphe concernant la réglementation

2. Les onduleurs de string (string inverter) : ces onduleurs reçoivent les contributions de quelques strings et développent des puissances de quelques 0.7 à 11 kVA en mono- ou triphasé. Ces onduleurs qui peuvent parfois être installés en extérieur existent avec ou sans transformateur intégré. Les modèles sans transformateur ont de plus hautes efficacités de conversion, les meilleurs modèles atteignant 98% contre 96% pour les modèles avec transfo. (Figure 19)



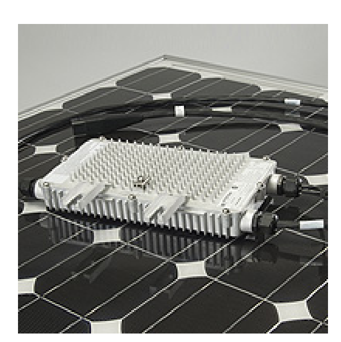


Figure 19 : Onduleur de string (SMA) sans transformateur Figure 20: micro onduleur (Enphase)

3. Les onduleurs de modules : ce type d'onduleur vient se connecter directement à un module au niveau du boitier de jonction. Les modules ainsi équipés sont connectés au niveau AC en parallèle. L'avantage est de ne plus devoir se soucier des problèmes de mismatch entre modules de caractéristiques disparates. Les problèmes d'ombre sont également limités aux modules ombragés vu qu'il n'y a plus de string de modules. (Figure 20)

Le choix de l'onduleur repose donc sur plusieurs considérations :

- Taille du projet (système individuel de 1 kWc ou installation de plusieurs dizaines de kWc) et préconisation du GRD.
- Adéquation modules – onduleur tant en terme de plage de fonctionnement de tensions qu'en terme de compatibilité (exemple : beaucoup de fabricants de modules amorphes préfèrent que l'on utilise des onduleurs avec transformateur pour éviter d'injecter des composantes DC sur le réseau)
- Financière : ce n'est pas parce qu'un onduleur est meilleur marché que l'on va réaliser des économies si l'efficacité du modèle meilleur marché est inférieure.
- Le rendement européen de l'onduleur : l'onduleur ne fonctionnant pas à charge maximale toute l'année, la notion de rendement européen permet de prendre en compte la fréquence et les variations d'ensoleillement et donc de mieux comparer les onduleurs entre eux.
- La configuration du champ de capteurs (influence des ombrages notamment)

Enfin, l'utilisateur final aura soin de demander le manuel d'utilisation de l'onduleur afin, entre autre, de se familiariser avec le dispositif d'affichage qui relaie les informations de production et de pannes / mal fonctions.



INFOS FICHES-ÉNERGIE

LE PHOTOVOLTAÏQUE
FACTEURS INFLUENÇANT LA PRODUCTION

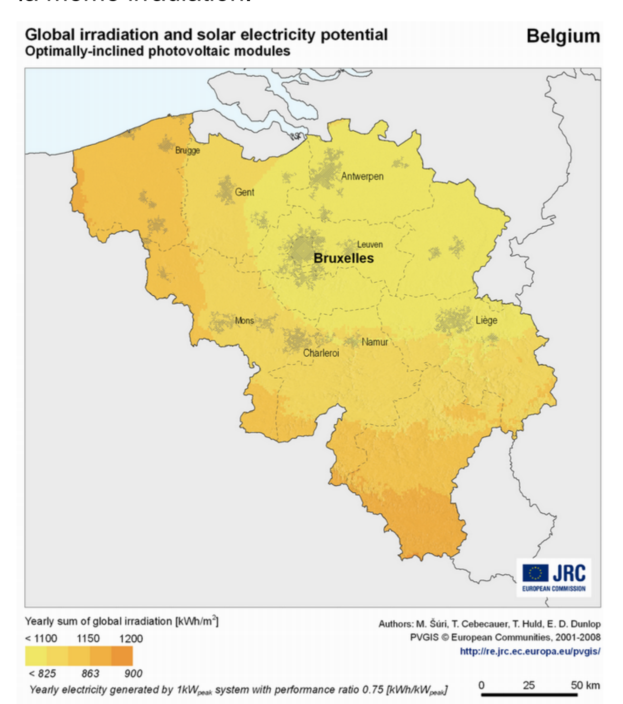
Lorsqu'une nouvelle installation photovoltaïque est envisagée sur un bâtiment existant ou à construire, une analyse des facteurs influençant la production doit être effectuées.

Parmi ces facteurs on retrouve :

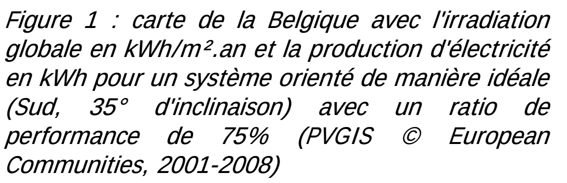
- L'irradiation globale disponible kWh/m² .an
- l'orientation en degrés (°) par rapport au sud
- l'inclinaison en degrés (°) par rapport à l'horizontale
- la surface disponible en m²
- La technologie employée (efficacité ou Wc/m²)
- Le système d'intégration ou de montage
- les ombres dues à des obstacles apparents (cheminées, arbres, cabanon technique,…)

1. L'IRRADIATION GLOBALE

La Figure 1 montre la répartition de l'irradiation sur une surface orientée idéalement en Belgique, ainsi que la production d'électricité qui résulterait d'un système orienté selon cet optimum (un azimut de 0° plein sud et une inclinaison de 35°). La production donnée en kWh/m².an est celle qui serait obtenue par un système de 1 kWc avec un **ratio de performance** (Performance Ratio ou PR) de 75%. Le ratio de performance caractérise la performance du système et se définit comme la relation entre la production réelle et celle de référence (théorique). Ce ratio représente l'efficacité du système dès la conversion photovoltaïque dans les modules (à la puissance crête nominale) jusqu'à la sortie de(s) onduleur(s). Il correspond aussi au ratio entre l'énergie réelle générée et l'énergie qui aurait pu être générée sans pertes par un système photovoltaïque idéale à une température de 25°C et la même irradiation.

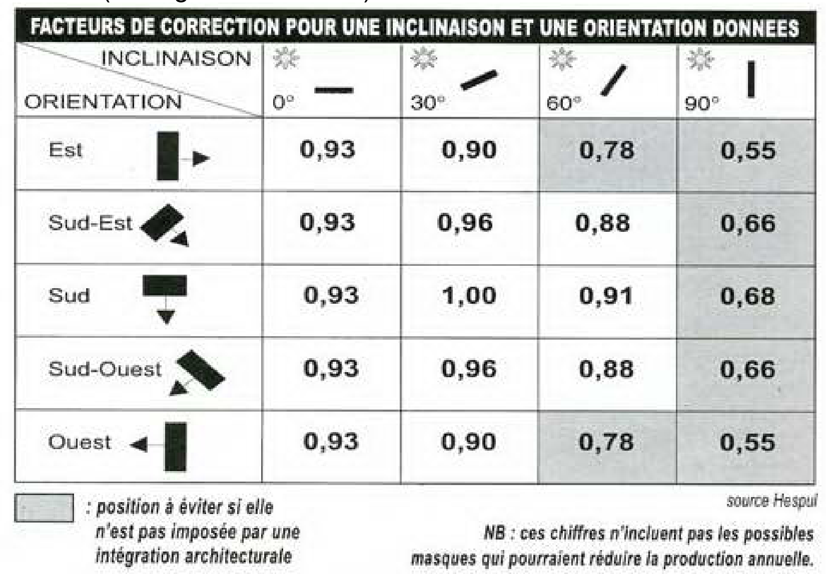


Pour Bruxelles, cette production est de 840 kWh/kWc pour un PR de 75%. Il est néanmoins courant de parler de 850 kWh/kWc pour des projets à Bruxelles.


Figure 1 : carte de la Belgique avec l'irradiation globale en kWh/m².an et la production d'électricité en kWh pour un système orienté de manière idéale (Sud, 35° d'inclinaison) avec un ratio de performance de 75% (PVGIS © European Communities, 2001-2008)

2. L'ORIENTATION ET L'INCLINAISON

La localisation de l'installation sur le toit est très importante. Idéalement, elle doit être orientée (à nos latitudes) plein sud, avec un angle d'inclinaison de 35°. Le système présente toutefois un rendement suffisant entre l'ouest et l'est, avec un degré d'inclinaison compris entre 20° et 60°. Un écart par rapport à la situation idéale implique donc une perte de rendement de quelques pourcents seulement (voir figure ci-dessous).



FACTEURS DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNEES

ORIENTATION \ INCLINAISON	0°	30°	60°	90°
Est	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ouest	0,93	0,96	0,88	0,66
Ouest	0,93	0,90	0,78	0,55

: position à éviter si elle n'est pas imposée par une intégration architecturale

source Hespul

NB : ces chiffres n'incluent pas les possibles masques qui pourraient réduire la production annuelle.

Figure 2: Facteur de correction (FC) par rapport au calcul du rendement d'une installation photovoltaïque

Le disque solaire représenté dans Figure 3 l'exprime cette perte de rendement d'une autre manière en montrant l'irradiation solaire globale sur un plan incliné à Uccle en fonction de l'orientation et de l'inclinaison. Le facteur de correction (FC) y est également exprimé en %. Ce facteur va du jaune (100%) au bleu (30%).

On remarque qu'il y a une zone assez importante autour de ce point où l'orientation et l'inclinaison n'ont pas trop d'influence sur l'irradiation : d'Ouest / Sud Ouest à Est / Sud Est avec des angles d'inclinaison compris entre 10° et 55°, la perte d'énergie reste inférieure à 10% en base annuelle. Cela s'explique par la grande importance de l'irradiation diffuse sous nos latitudes : en Belgique, environ 60% de l'énergie solaire est reçue sous forme de rayonnement diffus.

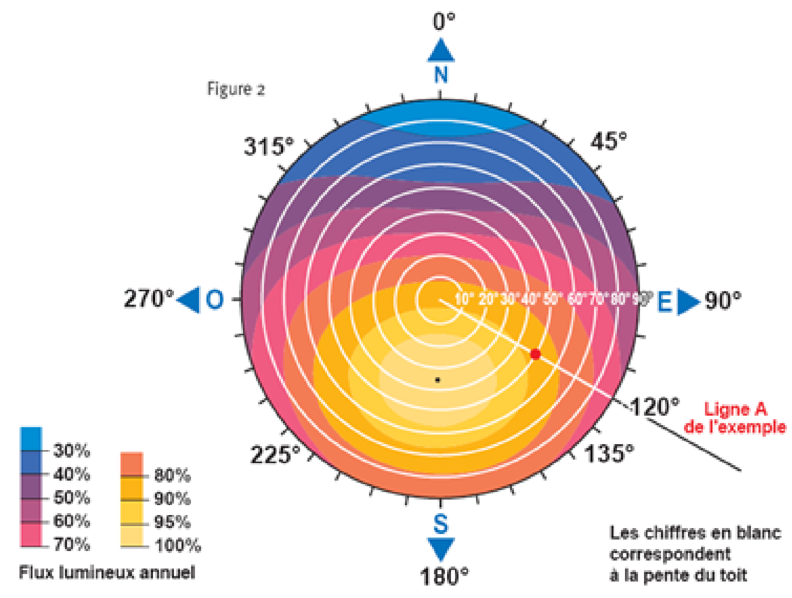


Figure 3 : Irradiation annuelle relative sur le plan incliné à Uccle en fonction de l'orientation (coordonnées polaires) et de l'inclinaison (coordonnées radiales)

En s'éloignant de cette zone constituant un optimum, on observe par exemple qu'une façade verticale orientée sud reçoit annuellement 27% d'irradiation en moins, alors qu'une surface horizontale perd 13% d'irradiation.

Le montage de capteurs solaires à l'horizontale n'est généralement pas conseillé du fait de l'encrassement des capteurs posés à plat. Un angle d'inclinaison des modules d'au moins 5° est nécessaire pour bénéficier de l'effet autonettoyant de l'eau de pluie.

La formule de conversion se calcule comme suit et permet d'obtenir la production totale du système (hors effets d'ombrage):

Production = Puissance-crête installée x production spécifique du site x facteur de correction

[kWc x kWh/kWc x % = kWh/an]

Exemple : un système de 2,6 kWc est installé sur une toiture inclinée à 50° et orientée 120 ° est. Sur le graphique on peut estimer le facteur de correction à 85 %. La production minimum à atteindre sera de :

2,6 x 850 x 0,85 = **1878,5** kWh/an

Le site du Joint Research Centre de la Commission Européenne permet de calculer la production moyenne d'un système en entrant la puissance, orientation, inclinaison, localisation et technologie souhaitée. Ce site est consultable à l'adresse suivante :
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php

La valeur par défaut pour les pertes du système est fixée arbitrairement à 14% mais peut être ramenée à 12% pour des installations réalisées avec soin.

3. LA SURFACE DISPONIBLE EN M² ET LA TECHNOLOGIE EMPLOYEE

La surface disponible et le mode d'intégration va dicter la puissance maximale qui peut être installée.

Pour des toitures inclinées, la surface utile est celle orientée vers le Sud en retirant les zones inexploitables dues aux ombres des cheminées et autres obstacles. En cas de situation compliquée, un bon relevé de masque s'impose pour quantifier l'impact dû à tel ou tel obstacle. La surface restante est traduite en puissance en fonction de l'efficacité de la technologie choisie.

En Région de Bruxelles Capitale, les Certificats Verts étant octroyés en fonction de la quantité d'énergie produite mais aussi en fonction de la taille du système en m², les technologies ayant les efficacités les plus élevées sont favorisée (modules ayant des efficacités de 17 – 18%) car elles développent plus de puissance par m².

Pour les toitures plates bien ensoleillées, la surface utile est généralement réduite de 10 à 15% pour tenir compte des bords et des acrotères. La surface restante est alors exploitée soit en intégrant des modules amorphes à l'horizontale, soit en plaçant des modules en sheds (voir page 6). Dans les deux cas, la densité de puissance crête se situe à environ 60 – 70 Wc/m² de toiture.

Exemple : Une toiture plate de 200 m² bruts. Cela se traduit par environ 170 m² utiles en tenant compte des bords et acrotères

Technologie	Technologie cristalline (14%) en shed	Technologie amorphe horizontale
Rendement	14 %	7 %
Superficie capteur	85 m² angle limite d'ombre entre rangées de 17 ° et inclinaison à 35°	170 m²
Puissance-crête	11 kWc	11 kWc

Les deux technologies permettent d'installer la même puissance-crête sur cette surface.

4. LE PROCEDE D'INTEGRATION OU DE MONTAGE

Lorsqu'une installation PV est réalisée sur un bâtiment (majorité des cas pour la Région de Bruxelles Capitale), elles sont pour la plupart placées sur un toit. Dans le module 6 (Les différents types d'installations), on distinguera les installations placées sur des toitures plates, des toitures inclinées et celles placées en façade.



5. LES OMBRES DUES A DES OBSTACLES APPARENTS (CHEMINEES, CABANON TECHNIQUE)

Les modules photovoltaïques produiront annuellement moins d'électricité s'ils sont soumis à des phénomènes d'ombrages, même partiels ou temporaires.

En RBC (Région Bruxelles Capitale), la prime énergie pour les modules photovoltaïques est conditionnée à (entre autres) la réalisation d'une étude d'ombrage dans les règles de l'art et avec simulation de l'environnement immédiat au 21 décembre[1].

Pour des obstacles 'éloignés' du champ de capteurs solaires (collines, falaises, etc.), on estime que la diminution de l'irradiation se réparti de manière égale entre tous les modules constitutifs de l'installation (ceci dépendra de la taille de l'installation et de la distance jusqu'à l'obstacle).
Pour des obstacles 'proches', ce n'est plus vrai. L'ombre portée sur un seul module constitutif d'un champ photovoltaïque peut entraîner une diminution très marquée de la production du champ tout entier. Il est dès lors important de tenir compte de toutes les ombres, y compris celles générées par des obstacles relativement petits (cheminée, mats, antenne, tuyaux de ventilation, etc.) pour estimer la production annuelle du champ de capteurs.

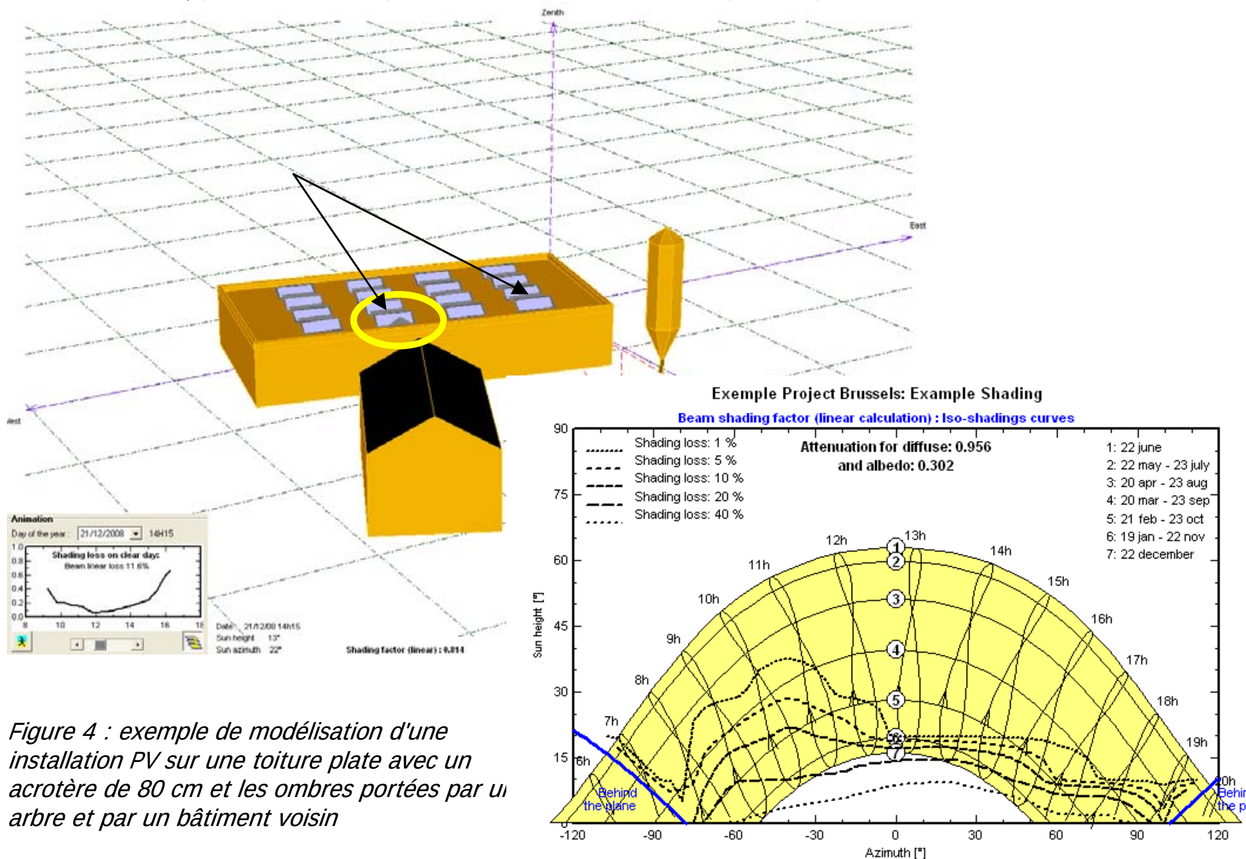


Figure 4 : exemple de modélisation d'une installation PV sur une toiture plate avec un acrotère de 80 cm et les ombres portées par u arbre et par un bâtiment voisin

[1] http://www.bruxellesenvironnement.be/ (Primes Energie)

Le graphique jaune présenté dans la Figure 4 illustre la trajectoire du soleil dans l'horizon pour 7 différents périodes de l'année (décrites en haut à droite de la même figure) dans une journée typique de 6 h à 20 h. Les lignes discontinues (expliqués en haut à gauche de la même figure) représentent l'interposition des objets au soleil pendant sa trajectoire et donc, les pertes d'ombrages entrainés par ceux-ci. Ainsi, pour la période comprise entre le 20 avril et le 23 aout (trajectoire 3) il y aura 1% de pertes par ombrages entre 7 h du matin et 13 h de l'après midi ; aussi pour la trajectoire en dessous (4), du 20 mars au 23 septembre. Entre les trajectoires 4 et 5 les pertes montent à 5% pour approximativement le même intervalle horaire. En ainsi consécutivement.
Le concepteur du projet doit évaluer l'impact de ces ombrages sur l'installation et sur le ratio de performance de la même afin de juger la viabilité du projet photovoltaïque.

Exemple
Une installation de 3KWc est constituée de 2 champs de 8 modules de 185 Wc, avec chacun son propre onduleur de 2100 W.

- Une cheminée fait de l'ombre sur un des champs.
- Celui-là a une production moindre de +-1.5Kwh par jour, soit une perte totale de +-10% globalement.

Des logiciels spécialisés tels que PVSYST[2] (de l'Université de Genève) ou PVSOL[3] permettent de visualiser les ombres portées après avoir modélisé le bâtiment qui reçoit l'installation PV et les environs. Ces logiciels tiennent compte de la position du soleil en fonction de la longitude et latitude du site. La position du soleil peut alors être déterminée à toute heure de l'année et le logiciel génère l'ombre selon le modèle qui a été préalablement créé. Cette méthode peut être utilisée pour des bâtiments neufs ou existants et permet de quantifier le pourcentage de pertes dues à l'ombrage. Le logiciel présente un rapport détaillé des pertes qui incluent les pertes totales de l'ombrage, en pourcent.

Les problèmes d'ombres sont absolument cruciaux vu le caractère non linéaire de la relation entre l'ombre et la perte de production. Pour un même pourcentage d'ombrage sur un module, l'impact peut varier entre 0 et 100% selon l'endroit où l'ombre se matérialise et la topologie du circuit des cellules au sein du module.

La cellule recevant l'irradiation la plus faible (celle qui est ombragée) détermine le courant passant dans toutes les cellules qui sont connectées en série avec elle. C'est ce qu'on appelle « l'effet tuyau d'arrosage » : Imaginez écraser votre tuyau d'arrosage de moitié... Votre débit d'eau va réduire également de moitié ! Si vous "ombrez" une cellule de 50%, vous réduisez votre production PV de 50% également. Les sécurités (diodes by-pass) sont là pour limiter les dégâts de même que les onduleurs dits multi-strings.

La plupart des modules sont aujourd'hui équipés de diodes de by-pass pour réduire l'effet dû aux ombrages (et protéger les cellules) mais ces effets restent considérables.

Les problèmes liés aux ombres doivent être considérés en détail au début du projet. Il est très important que l'installateur visite le bâtiment considéré et rende un avis sur la présence d'obstacles qui pourraient créer des zones d'ombre. La rentabilité financière et énergétique du projet pourrait en dépendre.

Si il est impossible de se prémunir des ombres, certaines technologies telles que les modules amorphes aSi ou hybrides (mixant amorphe et monocristallin) HIT peuvent être envisagées car plus tolérantes à cette problématique.

[2] http://www.pvsyst.com/5.2/index.php
[3] http://www.valentin.de/index_fr_page=pvsol_grid

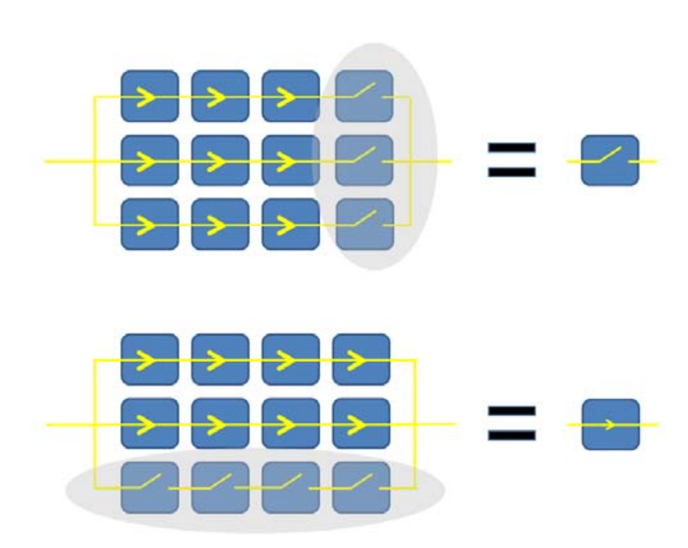


Figure 5 : Comparaison de l'effet d'une ombre transversale et longitudinale sur un module photovoltaique et équivalence électrique (schéma simplifié).

Par exemple, pour un module orienté en format portrait avec les situations d'ombres différentes telles qu'exposées aux Figure 6 et Figure 7 la perte est sensiblement différente. Cela s'explique par la présence de diodes de by-pass qui protègent les cellules contre les effets néfastes d'une ombre et permettent au module ombragé et aux autres modules du string de continuer à fonctionner.

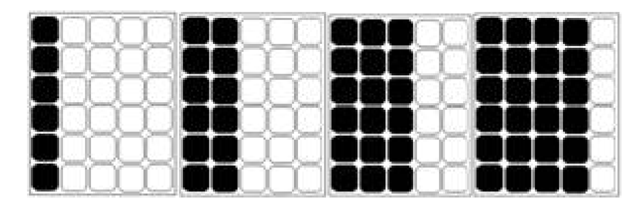


Figure 6 : 4 situations d'ombre recouvrant des bandes verticales et causant la perte de 30% à 100% de la production (selon le nombre de diode de by-pass et le taux d'ombrage)

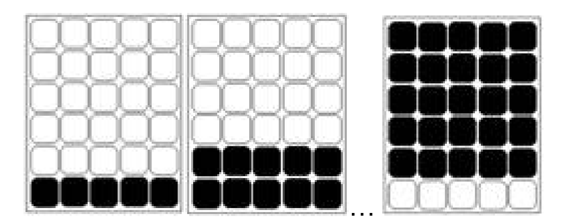
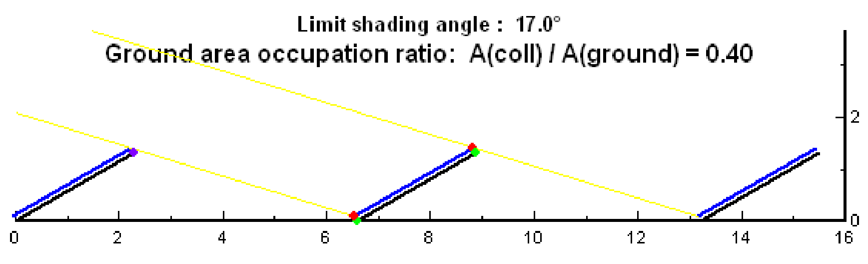


Figure 7 : 3 situations d'ombre recouvrant des bandes horizontales (ombres dues à des arrangements en sheds mal dimensionnés) et causant la perte de la quasi totalité de la production



Figure 8 : exemple d'ombre causant la perte de la quasi totalité de la production

Une règle de bonne pratique qui existe pour se prémunir des problèmes d'ombre conseille de respecter un angle limite d'ombre. En Belgique, cet angle est de 17°, mais l'intervalle de variation peut aller entre 15° et 18.5°. L'exemple donné dans la *Figure 9* montre qu'en respectant un angle limite d'ombre de 17°, il n'y a pas d'ombre portée sur les modules à midi au 21 décembre. Il faut toutefois noter que l'ombre en hiver a un effet très limité sur la production annuelle vu que les 4 mois de novembre à février (soit 1/3 de l'année) contribuent pour moins d'1/6 de la production annuelle. De plus l'effet de l'ombre ne s'applique qu'au rayonnement direct et que dans cette même période, le rayonnement direct ne contribue que pour environ 30% de l'énergie solaire reçue par les modules, le reste étant reçu sous forme diffuse. Par contre, les ombres portées pendant les mois d'avril à septembre auront un impact nettement plus prononcé.



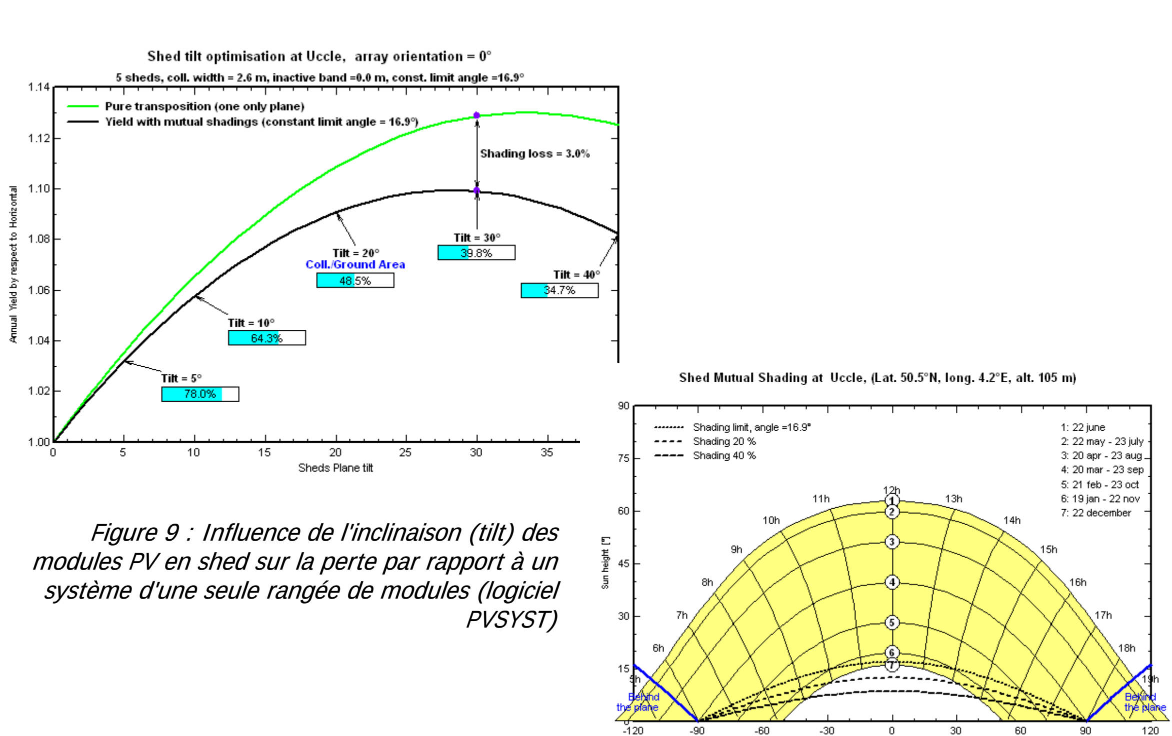


Figure 9 : Influence de l'inclinaison (tilt) des modules PV en shed sur la perte par rapport à un système d'une seule rangée de modules (logiciel PVSYST)

Le graphe supérieur de la *Figure 9* présente une comparaison (lignes verte et noire) entre une seule rangée de modules, et plusieurs rangées de modules, ainsi que les pertes d'ombrage. Pour le cas de plusieurs rangées de modules (ligne noire) la production annuelle, par rapport à des modules horizontaux, augmente avec l'angle d'inclinaison et la surface disponible pour l'installation des modules (coll. Ground area) diminue avec l'augmentation de tel angle.

Certains outils existent pour visualiser les sources d'ombre par procédé optique. Un panorama photo pris de l'endroit du projet permet aussi de se faire une idée de la gravité d'ombre éventuelle (à condition d'avoir une référence connue sur la photo pour « calibrer » les angles d'azimut et d'inclinaison).





Figure 10 : exemple de dispositif optique pour le relevé de masque (source d'ombre)

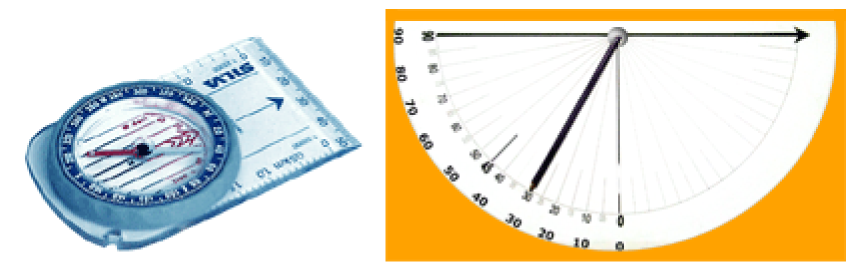


Figure 11 : Autres outils simples de relevé de masques : boussole & clinomètre





Le tracé du masque d'ombres

Le report des couples azimut/altitude permet de tracer le masque d'ombres, en reliant tous les points un à un. Cette courbe du masque d'ombre peut se limiter aux points principaux des objets provoquant de l'ombre, sans entrer dans un niveau de détails excessif.

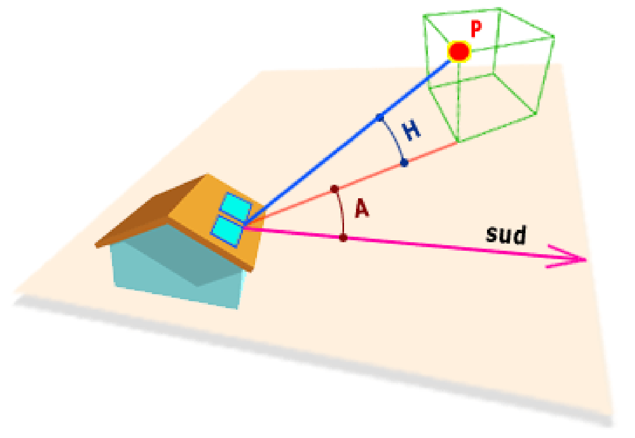


Figure 12 : Azimut/altitude

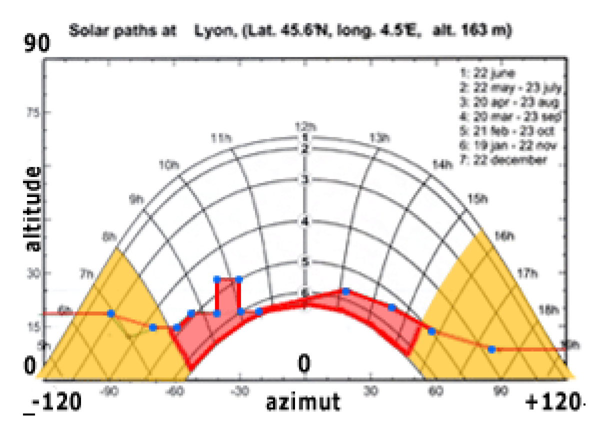


Figure 13 : relevé de masque

En figure 12, les azimuts sont notés en abscisse, sur l'échelle des angles de -120 à +120°. Dans la pratique, les azimuts allant de -90° à +90° sont suffisants. Les altitudes sont notées en ordonné, sur l'échelle des angles de 0 à 90°

Le début et la fin de journée [zones en jaune dans la figure 13], ont peu d'influence. Elles ne sont pas considérées. Le masque d'ombres effectif est obtenu par la surface en rouge. Cela permet de déterminer le coefficient de perte à appliquer à la production du champ photovoltaïque.

La détermination de la perte est complexe. Elle fait intervenir des notions de géométrie mêlant des surfaces d'ombre, des heures et des périodes calendaires. Une application informatique dédiée est souvent nécessaire pour le calculer précisément. (Par exemple le logiciel PVSyst)

Si il y a trop de problème d'ombre à l'endroit considéré pour le projet, il est peut être nécessaire de déplacer le champ de capteur, de réduire sa taille ou de changer l'orientation.

En effet, s'il apparait que les ombres se manifestent, par exemple, à partir du milieu de l'après midi, il est possible de changer l'orientation plus vers l'est et de profiter plus du soleil du matin. Souvent, une optimisation doit être réalisée en gardant à l'esprit que la géométrie (orientation, inclinaison et distance entre rangée de modules successif) a une influence sur la production et donc sur le revenu financier servant à rembourser l'installation.



INFOS FICHES-ÉNERGIE

LE PHOTOVOLTAÏQUE

DIMENSIONNEMENT D'UNE INSTALLATION PV

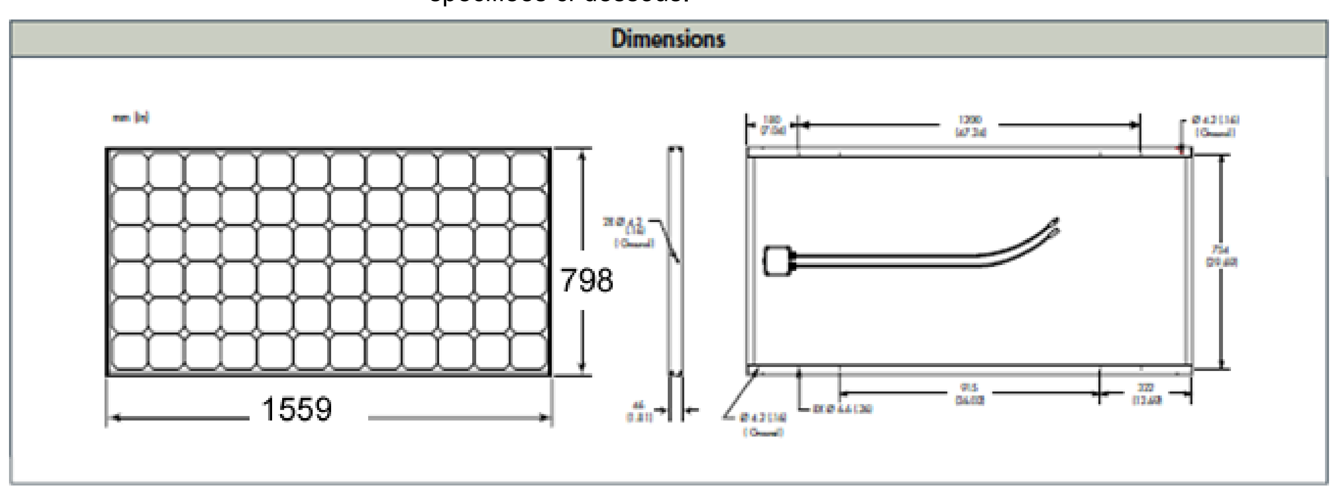
1. DIMENSIONNEMENT D'UNE INSTALLATION EN FONCTION DE LA SURFACE DISPONIBLE ET DE LA CONSOMMATION

Le bon dimensionnement d'une installation est une étape essentielle à maitriser. Ci-dessous, deux méthodes de dimensionnement (point B & C) sont présentées sur base de l'exemple qui suit. Il va de soit que outre la superficie et la consommation, les budgets disponibles sont le troisième facteur déterminant le dimensionnement d'une installation.

A. Données de base de l'exemple :

On dispose d'une toiture de 30 m² (6,0 m x 5,0 m) orientée plein sud et inclinée à 35°
Le client souhaite profiter au maximum de la superficie de sa toiture et consomme 3400 kWh/an

Technologie proposée : Sunpower 225 – modèle de 225 Wc dont les dimensions sont spécifiées ci-dessous.



B. Calcul de la superficie disponible :

Attention, il faut tenir compte d'une distance minimum entre les bords de la toiture et l'installation (1 à 2 tuiles) afin d'éviter de trop fortes contraintes liées au vent.

- Surface d'un module y compris les intercalaires de 20 mm

(1559 + 20) x (798 + 20) [mm] = 1,292 m²

- Surface de toiture disponible compte tenu d'un bord de sécurité de 30 cm de chaque côté

(6,00 – (2 x 0,30)) x (5,00 – (2 x 0,30)) = 5,40 x 4,40 = 23,76 m²

- Combien de modules peut recevoir ce toit ? :

23,76 / 1,292 = 18,39 soit **18** modules soit 4050 Wc

C. Calcul du nombre de modules nécessaires en fonction de la consommation

- Pour connaître la puissance crête nécessaire pour couvrir une production donnée, on reprend la formule expliquée dans le module 4.

Consommation = Production =
Puissance-crête installée x production spécifique du site x facteur de correction
[kWc x kWh/kWc x % = kWh/an]
Donc
Puissance-crête à installer = Consommation / (production spécifique du site x FC)
[kWh/an / (kWh/kWc x %) = kWc]

P = 3400 / (850 x 1,00) = **4** kWc

- Nombre de modules nécessaires : 4 kWc / 0,225 kWc = 17,7 Modules → 18 modules.

La superficie du toit est donc théoriquement apte à accueillir une installation qui couvre la totalité des besoins du client.
En général, il est plus logique de partir de la consommation du ménage ou du budget disponible que de la superficie de la toiture. La mesure de celle-ci doit indiquer si l'installation de taille idéale est envisageable ou non.

N'oubliez pas de vérifier que cette configuration est possible au niveau de la disposition des chevrons.

2. DIMENSIONNEMENT DES ONDULEURS

DIMENSIONNEMENT

Le dimensionnement des onduleurs d'une installation PV est souvent source de confusion car il faut distinguer les puissances AC et DC. Du côté DC il faut distinguer la puissance crête de l'installation et sa puissance réelle (instantanée) en cours de fonctionnement. Enfin, il faut prendre garde à la tension des strings connecté à l'onduleur.

De façon générale, il est de bonne pratique en Belgique de procéder à un sous-dimensionnement (*de-rating*) de la puissance AC de l'onduleur comparée à la puissance crête du (des) string(s) connecté. Ce sous-dimensionnement est toléré jusqu'à 80% de la puissance crête (un onduleur de 3 kVA pour un string de 3,75 kWc, *de-rating* de 80%). Pour un système qui n'est pas orienté de manière optimale par rapport à la course du soleil, on tolérera plus facilement le sous-dimensionnement.

Exemple (basé sur un cas réel) : Une installation de 75 kWc développera une puissance instantanée qui va varier avec l'intensité de l'irradiation reçue (de manière quasi linéaire). Au cours de l'année, l'irradiation reçue dans le plan des panneaux varie entre 0 et 1050 W/m² (à midi, avec une température des panneaux à 45°C). La puissance délivrée par l'installation de 75 kWc est de 64 kVA en sortie des onduleurs (AC) pour une puissance entrante (DC) de 66,3 kW

Pour l'utilisation de couches-minces, le sous-dimensionnement est souvent déconseillé et le surdimensionnement plutôt préconisé. Ces aspects doivent être évalués pour chaque combinaison de panneaux et d'onduleurs.

Un sous ou surdimensionnement trop élevé de l'onduleur peut diminuer fortement les performances de l'ensemble du système.

C'est notamment pour cette raison qu'il est important de suivre les prescriptions du fournisseur des modules et des onduleurs. Ces prescriptions varient d'une marque à une autre et peuvent même être propre au modèle choisi.

Le dimensionnement ne s'effectue donc pas tant sur la puissance mais plutôt sur la tension de circuit ouvert de l'installation. En effet, les strings composés par des modules placés en série développent une caractéristique courant / tension (courbe I V). La tension dans chaque string est égale à la tension d'un module multipliée par le nombre de modules. Le courant de chaque string est égal au courant d'un module. (Connexion en série : les tensions s'additionnent à courant égal)
La production est proportionnelle à l'éclairement, et inversement proportionnelle à la température :

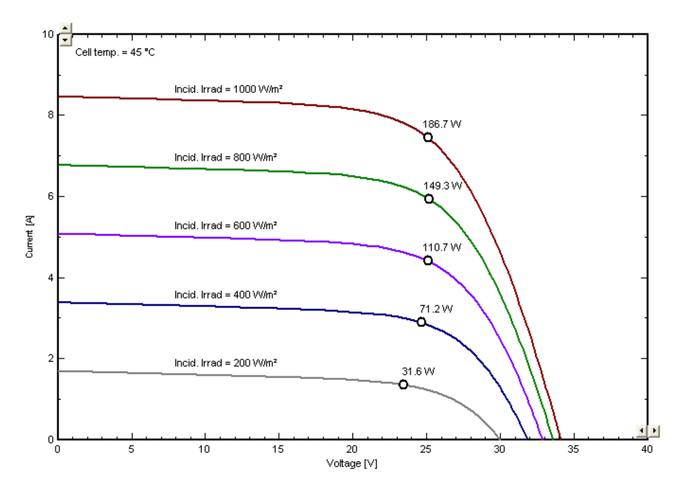


Figure 1: courbes courant / tension à des niveaux d'irradiation différents

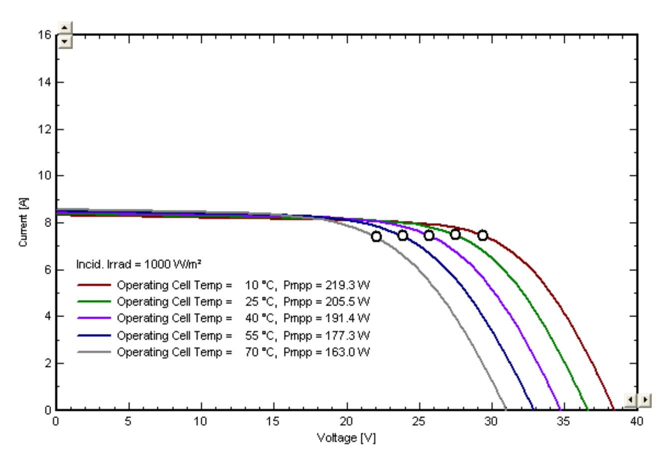


Figure 2 : courbes courant tension d'un module PV à différentes température

Pour limiter les pertes en ligne par effet Joule (P=RI²), il faut abaisser le courant (I²), et donc **élever la tension**. C'est pourquoi on relie les modules en série (*string*, en anglais).
Le nombre de modules branchés en série dans un string est limité par la tension d'entrée supportée par l'onduleur. Le cas échéant, il faudra répartir les modules entre **plusieurs strings**. Chaque string aura alors une tension moindre, mais … le courant global aux bornes d'entrées de l'onduleur sera plus élevé !... et il faudra s'assurer qu'il le supporte !

Pour la plupart des onduleurs, les strings doivent être égaux: ils comportent le même nombre de modules de même type, positionnés dans les mêmes conditions (orientation, inclinaison, ombrage). Pour certain onduleur multistring, ces conditions ne sont pas nécessaires. Ils sont

donc particulièrement adaptés à des installations avec différentes inclinaisons et orientation par exemple.

La compatibilité onduleur / string consiste à vérifier que :

1) la puissance nominale de l'onduleur est comprise entre 80% et 110% de la puissance crête
2) les tensions générées doivent être dans les limites acceptables de l'onduleur :

   a. La tension maximale, c'est à dire à 1000 W/m², pente 35°, à vide et à froid (-10°), doit être inférieure à la tension DC maximale admissible. C'est la tension de sécurité : au-delà de cette tension maximale, l'onduleur va disjoncter (varistor[1]), l'installation sera en panne
   b. La tension minimale, c'est à dire à 1000 W/m², pente 35°, en charge et à chaud (70°), doit être supérieure à la tension MPP[2] minimale admissible. C'est la tension d'accrochage : sous cette tension minimale, l'onduleur va décrocher, l'installation ne produira plus !

   Tension maximale à -10 °C : $U_{max} = M \times (V_{OC} + \mu V_{OC} \times 35)$
   Tension minimale à +70 °C : $V_{min} = M \times (V_{MPP} + \mu V_{OC} \times 45)$

   M = nombre de modules d'un string
   V_{OC} = tension du circuit ouvert d'un module dans CST (25°C)
   μV_{OC} = coefficient de température
   V_{MPP} = tension en charge, au Point de Puissance Maximale

3) Le courant maximal doit être inférieur au courant admissible de l'onduleur

Exemple :

On souhaite réaliser une installation avec des modules Issol Cenit 200 et des onduleurs SMA SMC8000TL avec de strings de 3x17 modules soit 10.200 Wc

- Caractéristiques du module Issol Cenit 200 :



Caractéristiques des Modules / Modules specifications / Modulenspezifizierung / Modules especificaciones

Model	P (Wc)	VOC (V)	ISC (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Ef.m (%)	Umax (V)	α temp. VOC (mV/°C)	α temp. ISC (mA/°C)	α temp. Pmpp (%/°C)	NOCT (°C)	Cell type	Temp. Operative module
CENIT 80/70	70	20,94	4,84	16,96	4,15	13	750	-76,98	2,2	-0,49	45,5	mono	-40/85°C
CENIT 80/80	80	20,23	4,74	19,09	4,19	16	750	-76,98	2,2	-0,49	45,5	mono	-40/85°C
CENIT 80/85	85	21,83	5,20	17,79	4,74	15,50	750	-76,98	2,2	-0,49	45,5	mono	-40/85°C
CENIT 130/125	125	22,30	8,35	16,68	7,61	14,50	750	-148,8	2,2	-0,45	49,90	poly	-40/85°C
CENIT 150/150	150	44,01	5,14	33,40	4,49	13,50	1000	-148,8	2,2	-0,45	49,90	mono	-40/85°C
CENIT 150/160	160	45,58	5,00	34,89	4,59	14,50	1000	-148,8	2,2	-0,45	49,90	mono	-40/85°C
CENIT 150/185	185	45,34	5,57	35,96	5,15	16,50	1000	-148,8	2,2	-0,45	49,90	mono	-40/85°C
CENIT 220/200	200	36,62	8,38	29,05	6,92	15,85	1000	-148,5	2,3	-0,43	46	poly	-40/85°C
CENIT 220/210	210	37,45	8,16	28,29	7,43	16,00	1000	-148,5	2,3	-0,43	46	poly	-40/85°C

Voc = 36,62 V V_{MPP} = 29,05 V I_{MPP} = 6,92 A
µVoc = -148,5 mV/°C (= - 0,1485 V/°C)

- Caractéristique Onduleur SMA SMC 8000 TL :

[1] Les varistors protègent l'électronique à l'intérieur de l'onduleur contre les pics de tension injectés d'origine atmosphérique qui peuvent, par exemple, survenir suite à un coup de foudre indirect, tombé à proximité.
[2] MPP : Maximum Power Point

Désignation du modèle	SMC 5000A	SMC 6000A	SMC 6000 TL	SMC 7000 HV	SMC 7000 TL	SMC 8000 TL	SMC 9000 TL	SMC 10000 TL	SMC 11000 TL
Numéro d'article	100916	100917	100919	100920	100921	100922	100923	100924	100925
Puissance DC max. (W)	5750	6300	6200	7500	7200	8250	9300	10350	11400
Tension MPP min. (V)	246	246	333	335	333	333	333	333	33
Tension MPP max. (V)	600	600	500	560	500	500	500	500	500
Tension DC max. (V)	600	600	700	800	700	700	700	700	700
Courant DC max. (A)	26	26	19	23	22	25	29	32	35
Puissance nominale AC (Wp)	5000	6000	6000	6650	7000	8000	9000	10000	11000
Puissance AC max. (Wp)	5500	6000	6000	7000	7000	8000	9000	10000	11000
Rendement max. (%)	96,10	96,10	98	96,10	98	98	98,10	98,10	98,10
Rendement Euro (%)	95,20	95,20	97,70	95,30	97,70	97,70	97,70	97,70	97,70
Transformateur	oui	oui	non	oui	non	non	non	non	non
Poids (kg)	62	63	31	65	32	33	40	40	40
Largeur (mm)	468	468	468	468	468	468	468	468	468
Hauteur (mm)	613	613	613	613	613	613	613	613	613
Profondeur (mm)	242	242	242	242	242	242	242	242	242
Classe de protection IP	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Plage de température (°C)	pour tous les onduleurs -25 à +60 °C								
Nombre de strings	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Multi-Contact™	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Connecteur AC	non	non	non	non	non	non	non	non	non
ESS (Electronic Solar Switch)	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui

1) Vérification de la tension maximale admise par l'onduleur : 700 V

V_{max} = 17 x (36,62 - ((-0,1485) x 35) = **711 V > 700 V !**

ce qui est supérieur à la tension maximale admissible de l'onduleur. Il faut donc soit utiliser un onduleur avec une plus grande tension maximale admissible, soit réduire les strings à 3 x 16 modules soit 9,6 kWc:

V_{max} = 16 x (36,62 - ((-0,1485) x 35) = **669 V < 700 V** **OK**

2) Vérification de la tension minimale admise par l'onduleur : 333 V

V_{MPP} = 16 x (29,05 - ((-0,1485) x 45) = **693 V > 333 V** **OK**

3) Vérification du courant maximal admis par l'onduleur : 25 A

V_{MPP} = 3 x 6,92 = **20,8 A < 25 A** **OK**

Remarque : *La plupart des fabricants d'onduleurs proposent un logiciel de vérification de la combinaison modules – onduleur en fonction de la configuration de l'installation et du lieu du projet. Le résultat de la vérification des deux combinaisons proposées plus haut est montré à la*
Figure 3 ci-dessous.

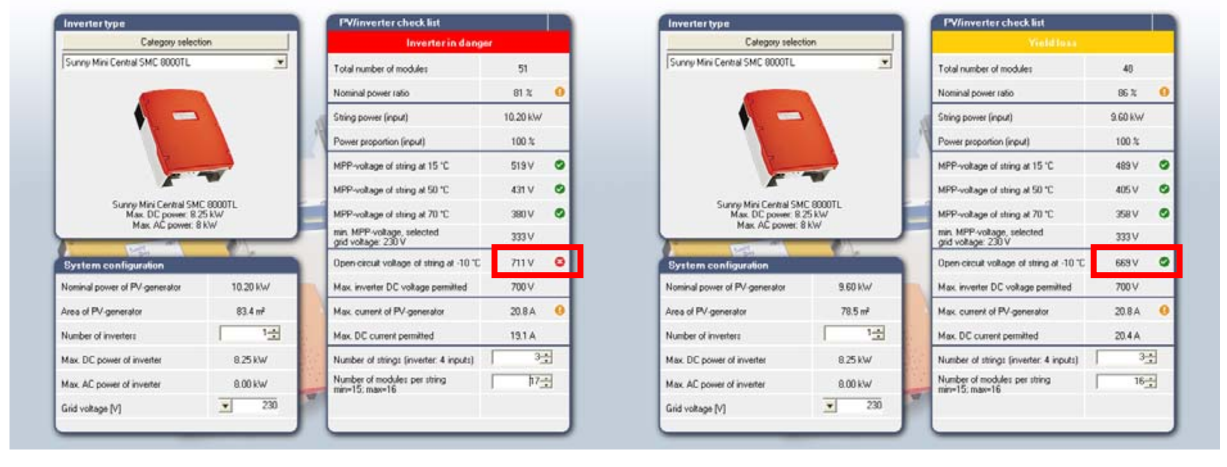


Figure 3 : Résultats de la vérification du dimensionnement des strings (SMA Sunny Design)

3. DIMENSIONNEMENT DES CABLAGE DC

Les câbles DC raccordent les modules entre eux pour former des strings, et branchent plusieurs strings en parallèle. Seuls des câbles dits « solaires » (double isolation, protection UV et ozone, etc.) peuvent être utilisés.

Plus en détails, les câbles solaires utilisés à l'extérieur sur des toitures doivent être résistants aux UV et protégés contre l'action de l'ozone. Ils doivent aussi être certifiés pour fonctionner à températures de -20°C à 80°C. La prescription de température doit aussi être valable pour tout le matériel utilisé pour l'installation.

Les câbles principaux de CC doivent être dimensionnés et connectés en respectant certains critères essentiels pour des raisons de sécurité et d'efficacité énergétique :

A. supporter une tension de 1,15 x la tension de circuit ouvert (isolation)
B. adapter la capacité du câble au transport du courant DC et AC (section des câbles) et pertes ohmiques dues aux chutes de tension
C. utiliser des connecteurs appropriés

A. SECURITE CONTRE LES SURINTENSITÉS EN CAS D'INCIDENT OU DE COURT-CIRCUIT

Lorsque plusieurs strings[3] sont raccordés en parallèle, il est nécessaire de protéger les conducteurs contre les surintensités à l'aide de fusibles sur les pôles + et – comme décrit dans la norme IEC 60364-7-712.
Ces fusibles de protection sont facultatifs dans le cas où les conducteurs auront été dimensionnés pour pouvoir supporter la surintensité maximale possible (courant de court circuit) et s'il n'y a pas plus de quatre (4) strings connectées en parallèle. Dans ce cas, il faut vérifier que les modules peuvent supporter cette intensité dans le sens contraire (courant forcé à travers le module) sans les endommager de façon irréversible. Une attestation écrite du fabriquant pourrait être nécessaire.
Le courant maximum possible à travers un conducteur de string est donné par :

$$I_{max,string} = 1,25\ (n\text{-}1)\ I_{sc,STC}$$

où n est le nombre de strings en parallèle et $I_{sc,STC}$ est le courant de court circuit a travers le string aux conditions standards de test, STC pour son abréviation en anglais (Standard Test Conditions :1000 W/m², AM1,5 , 25°C).

Par conséquence, les conducteurs principaux de CC devront toujours été dimensionnés pour la surintensité maximale possible fournie par l'array[4] de modules PV (c'est à dire l'ensemble des strings mis en parallèle). Ce courant maximum possible est donné par

$$I_{max,array}= 1,25\ n\ I_{sc,STC}$$

La section du câble sera donc la valeur supérieure standard la plus près de la valeur calculée.
Quelques valeurs standards des sections sont :1,5 mm², 2,5 mm², 4 mm², 6 mm², 10 mm², 16 mm², 25 mm², 35 mm², 50 mm², 70 mm², 95 mm², 120 mm²…

B. SECTION DES CÂBLES ET PERTES OHMIQUES SUR LA PARTIE DC

Les sections des conducteurs de chaque string et des conducteurs principaux (après la reprise en parallèle) doivent être telles que le courant nominal les parcourant au point de puissance maximale (en anglais Maximum Power Point ou MPP) ne cause pas de chute de tension de plus de 2% de la tension nominale aux extrémités de ces conducteurs.

---

3 String = chaîne PV : circuit dans lequel des modules PV sont connectés en série afin de former des ensembles de façon à générer la tension de sortie spécifiée. Source : norme IEC60634-7-712.

4 array = plusieurs strings en parallèle.

[5]La section des câbles, S, peut se calculer par la formule suivante :

$$S = \frac{\rho \times L \times I}{\varepsilon \times V_A}$$

Où :

ρ est la résistivité du câble en Ω.m. Celle-ci dépend du matériau. Elle est de 1,7 × 10^{-8} Ω.m pour un câble en cuivre.

L est la longueur du câble en m
I est le courant que traverse le câble en A
ε est la chute de tension en V
V_A est la tension au départ du câble en V

Lorsqu'une nouvelle installation photovoltaïque est envisagée sur un bâtiment existant ou à construire, une analyse des contraintes doit être effectuées.

Exemple :
Les modules Yingli poly-cristallins de 230 W ont une intensité nominale de 7,8 A (MPP) et une tension nominale de 29.5 V. La tension de circuit ouvert est de 37 V et le courant de court-circuit est de 8,4 A.

Si on fait un string de 20 modules en série, la tension nominale totale est de 590 V (20 x 29,5V) et celle de circuit ouvert est de 740 V (20 x 37 V)

Ainsi les conducteurs de CC doivent avoir une isolation en CC de minimum **1,15** x 740 = 851V

La section du conducteur de CC principaux (dans ce cas, conducteur de string) sera donc calculée comme suit :

1,25 x 8,4 A = 10,5 A, c'est le courant maximum de l'array.

La puissance total supporté par le câble sera de :

7,8 A x 590 V = 4602 W

Pour cet exemple, l'on va considérer une distance maximale de 120 m jusqu'à l'onduleur, ainsi pour limiter les pertes à moins de 2%, disons 1% :

La chute de tension dans le câble est de 1% x 590 V = 5,9 V

Ainsi, la section du câble devra être, pour un conducteur en cuivre :
S = (1.7 × 10^{-8} Ω.m x 120 m x 10,5 A) / (1% x 590 V) = 2,14 x 10^{-5} / 5,9 = 3,63 x 10-6 m²

→ 3,6 mm² → La section supérieure à 3,6 mm² est 4 mm²

C. CONNECTEURS DC

Les connecteurs utilisés afin de joindre les câbles DC, doivent répondre aux mêmes critères que mentionnés pour les câbles. En plus, sa conception doit être telle que quand la fiche femelle et la fiche mâle ne sont pas connectées, il ne peut pas y avoir de possibilité d'électrocution. Le conducteur de courant doit donc être protégé contre le contact physique direct (IP65).
Une attention particulière sera également donnée à la force de traction que ces fiches peuvent supporter.
Les connecteurs doivent aussi compter avec un système de verrouillage afin d'éviter la déconnection des parties.

5 http://www.photovoltaique.guidenr.fr/III_dimensionnement_cable_dc_photovoltaique.php

L'organisme agréé qui a effectué la spécification des tests doit être mentionné dans la fiche technique des connecteurs.

Les interrupteurs de DC sont obligatoires (IEC 60364-7-712) pour déconnecter les générateurs photovoltaïques des onduleurs. Les interrupteurs seront situés juste avant l'onduleur ou seront intégrées dans l'onduleur.



Dans le cas de la protection contre les surtensions, pour chaque connexion en parallèle des circuits à courant continu, il y aura un dispositif adéquat de protection contre les surtensions installé directement après l'onduleur. Cette protection pourra aussi être offerte par l'onduleur lui-même.

Par rapport à la réduction du risque de boucles d'induction il faut savoir que les surtensions induites par la foudre dans les environs d'une installation photovoltaïque doivent être réduits au minimum grâce à la pose des câbles positifs et négatifs de chaque string aussi rapprochés que possible. Dans la pratique, cela signifie que le câble de retour d'un string doit suivre le même chemin que le câblage du module.

Multi-contact AG - modèle MC3	Multi-contact AG - modèle MC4	Tyco electronics
connecteur classique	évolution du modèle MC3avec verrouillage mécanique de fermeture	

Figure 4 : différents type de connecteurs DC source : http://www.sigma-tec.fr/textes/texte_cables.html



INFOS FICHES-ÉNERGIE

LE PHOTOVOLTAÏQUE : LES DIFFERENTS TYPES D'IMPLANTATIONS

Lorsqu'une installation PV est réalisée sur un bâtiment (majorité des cas pour la Région de Bruxelles Capitale), elles sont pour la plupart placées sur un toit. On distinguera les installations placées sur des toitures plates, des toitures inclinées et celles placées en façade. Les possibilités d'intégration seront analysées dans ces 3 cas de figures.

Quelques considérations à propos du montage de l'installation et de l'onduleur seront abordées à la fin du document.

1. INSTALLATIONS EN TOITURES PLATES

Le montage sur une toiture plate pose certains problèmes au niveau de l'étanchéité et de la stabilité du bâtiment. Ceux-ci doivent être préservés et ce pour la durée de vie prévue pour l'installation photovoltaïque (25 ans).
Certains obstacles (équipement, ventilation, etc.) peuvent être présents sur la toiture et peuvent porter de l'ombre sur les panneaux. Afin de calculer les distances nécessaires à respecter, nous référons vers le paragraphe « Solutions techniques », ci-dessous.

STABILITE

Les modules inclinés par rapport à la surface de la toiture vont subir l'effet du vent. Cet effet peut être vertical vers le haut (effort d'arrachement) ou vers le bas (compression) ou encore horizontal (cisaillement). Il est nécessaire de vérifier que l'ancrage ou le système de lestage utilisé est suffisant pour maintenir l'installation en place. On vérifiera également que la toiture et la structure portante peuvent accepter la charge supplémentaire (statique) et les effets dus au vent (dynamique). Ces calculs de vérification doivent être réalisés par un ingénieur civil en construction ou par un bureau d'étude en stabilité.

ÉTANCHÉITÉ

L'installation photovoltaïque ne doit pas avoir de conséquence négative pour l'étanchéité de la toiture. Une vérification de la qualité de la toiture existante doit avoir lieu au préalable pour déterminer si la toiture existante est encore bonne pour 25 ans ou s'il y a lieu de la réparer.

Cette vérification préalable par un organisme indépendant permet de déterminer les responsabilités éventuelles de l'installateur pour des dégâts survenus pendant le montage ou dus à l'installation photovoltaïque elle-même (percement de la membrane par une sollicitation mécanique par exemple).
Certaines solutions proposées ne nécessitent pas le percement de la membrane (systèmes posés et lestés ou collés). Lorsque la solution choisie nécessite le percement de l'étanchéité, il est important de respecter les règles de bonnes pratiques pour rétablir l'étanchéité autour du point de percement.

SOLUTIONS TECHNIQUES

Sur une toiture plate, il y a différentes manières d'installer un système photovoltaïque :

1. Usage de console:

Les panneaux PV sont placés sur des supports en matériau synthétique (PEHD) remplis de lestage (graviers, blocs de béton) : de 80 à 100 kg/m²

Dans ce système simple et modulaire, les panneaux sont inclinés avec un angle de 25° pour diminuer leur prise au vent et minimiser l'ombrage d'une rangée de modules sur la suivante. L'avantage est la simplicité de mise en œuvre mais le désavantage est de ne pas offrir beaucoup de flexibilité au niveau de l'inclinaison et au niveau du nombre de module par rangée (un et un seul).

L'espacement (communément appelé *pitch*) entre les rangées est dicté par l'angle d'ombre limite. Cet angle détermine à partir de quelle hauteur dans le ciel le soleil est « vu » par chaque module entier (c'est-à-dire sans ombre).En bonne pratique, on utilise un espacement de 3 x la hauteur de l'obstacle ou du module précédent. Cette règle simple donne un angle limite d'ombre donné par

gamma = arctg (1/3) = 18,5°

Les règles de bonne pratique tolèrent un angle compris entre 15 et 18,5°

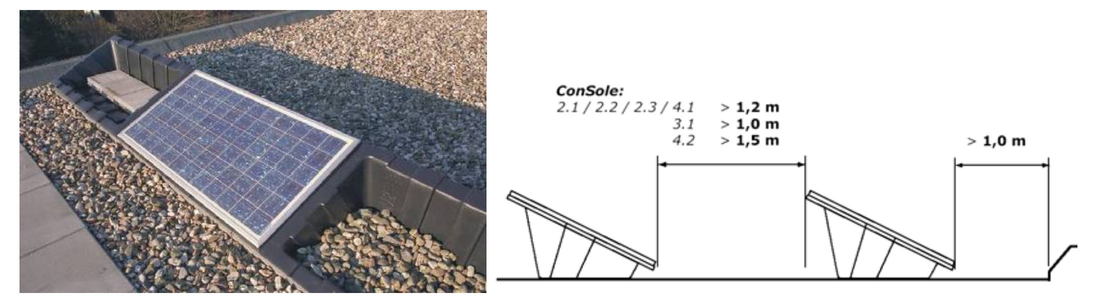


Figure 1 : Photo et représentation schématique d'une technique de montage de panneaux photovoltaïques sur une toiture plate.

2. Usage d'une structure portante en métal avec lestage

Les modules PV sont montés sur une structure métallique attachée au moyen d'un lestage. Ce type de structure portante est généralement peu coûteux étant donné que les panneaux photovoltaïques peuvent être intégrés dans les structures métalliques en atelier, avant leur montage en toiture. Étant donné que le système est lesté par le lestage, il est important de bien dimensionner l'ensemble pour résister aux conditions de vents les plus extrêmes, sans compromettre la structure de la toiture.

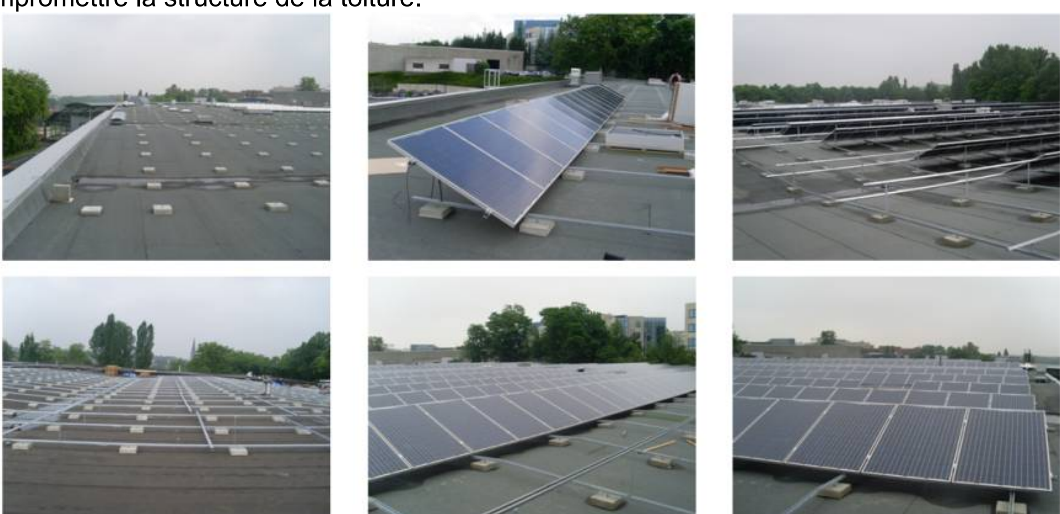


Figure 2 : Capteurs solaires PV montés sur une structure métallique maintenue en place par du lestage. (Projet D'Ieteren)

3. *Usage d'une structure portante en métal fixée à la structure du bâtiment :*

La structure métallique est arrimée à la toiture de manière à assurer la fixation des capteurs sans utiliser de lestage. Ce type d'installation nécessite une étanchéité parfaite du revêtement de toiture au droit des fixations, afin d'éviter des problèmes d'infiltration d'eau.



Figure 3 : Capteurs solaires PV dont la structure portante en métal est fixée à la structure du bâtiment. (Projet Limburgse Tuinbouwveiling, Herk-de-Stad).

4. *Usage de panneaux souples en silicium amorphe :*

Les panneaux en silicium amorphe (flexibles) peuvent être directement collés sur la surface de la toiture.

Ces panneaux ayant la même inclinaison que la pente de la toiture, il faudra que celle-ci soit d'au moins 5°, sinon la performance des modules en sera affectée (la pluie ne nettoyant pas les poussières se trouvant sur des panneaux à l'horizontale avec la même efficacité que sur un panneau incliné à 35°.)



Figure 4 : système constitué de modules au silicium amorphe collés sur la membrane d'étanchéité de la toiture. Projet Colruyt, Halle. [Photo Colruyt].

5. *Comparaison des systèmes*

Les 4 systèmes de montage sont décrits dans le Tableau 1, avec leur densité (moyenne de la puissance crête par m² de surface de toiture), ainsi que la moyenne de la charge surfacique associée à ces systèmes. Les chiffres sont donnés pour information seulement. Certaines réalisations avec structure de support avec lestage atteignent des charges moyennes inférieures à 15 kg/m² en jouant sur l'inclinaison des panneaux (avec 12° au lieu de 25°, on a moins de prise au vent donc moins de lestage est requis) et sur le « pitch » des rangées de modules (distance entre les rangées).

Méthode	Densité [Wc/m² surface de toiture]	Charge surfacique moyenne [kg/m² surface de toiture]
1. Consoles	50	> 40
2. Structure de support en métal avec lestage	50 - 80	< 30
3. Structure de support en métal sans lestage	50 - 80	< 20
4. Panneaux souples en silicium amorphe	45	6

Tableau 1 : Comparaison des charges surfaciques et des densités de puissance installées pour les 4 différentes méthodes d'installation de panneaux solaires PV sur une toiture plate.

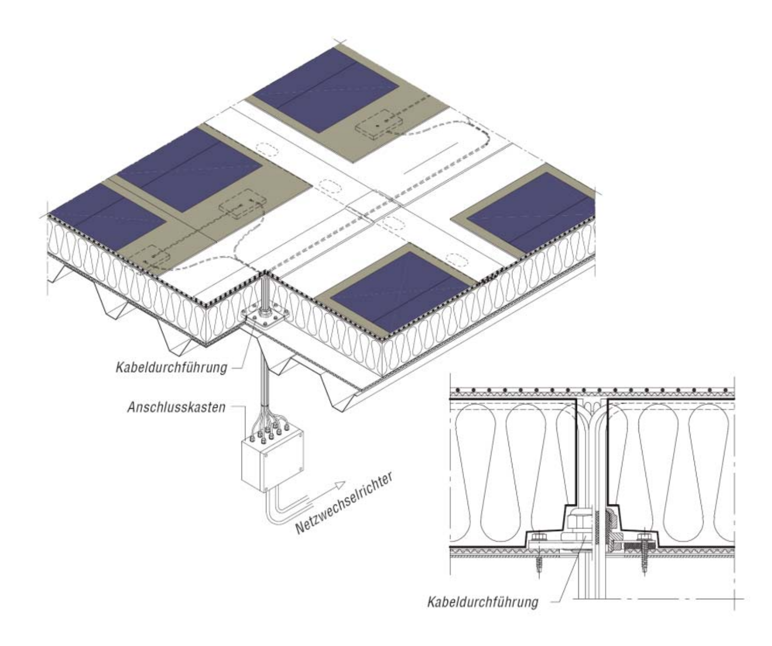
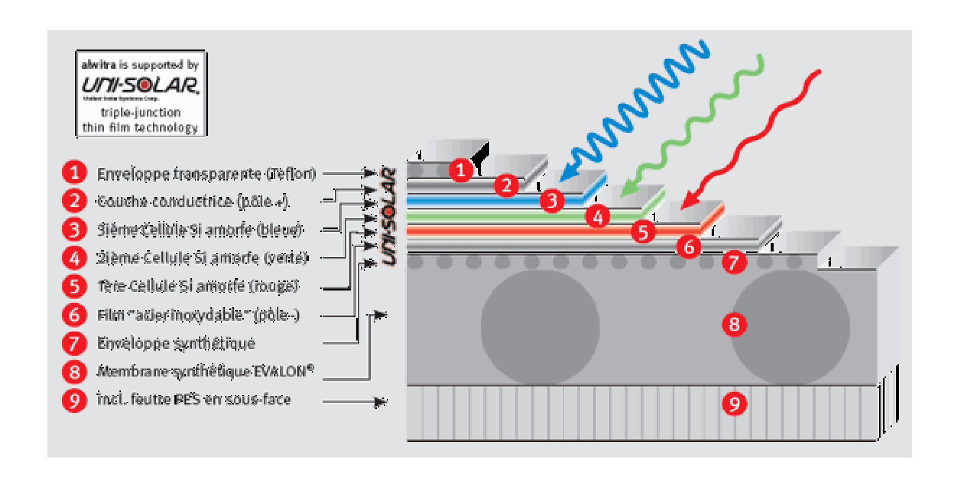


Figure 5 : exemple de produit « intégré » combinant isolation, étanchéité et système photovoltaïque en membrane souple silicium amorphe : Evalon Solar, (schéma Alwitra)



2. INSTALLATION EN TOITURES INCLINEES

Une toiture existante en tuiles ou en ardoise, après contrôle de son état, peut accueillir une installation en surimposition ou en substitution du matériau de couverture en cas de rénovation. Cette dernière solution, bien que nettement plus esthétique est plus onéreuse et parfois difficile à mettre en œuvre.

Dans tous les cas il faut tenir compte que la durée de vie d'une installation photovoltaïque est de 25 ans minimum et en conséquence la toiture doit pouvoir supporter l'installation pendant ce temps-là.

SURIMPOSITION

Un exemple de surimposition est illustré à la Figure 6.



Figure 6 : Installation de 2 kWc - Bruxelles, BELGIQUE (Photo Issol)

Les systèmes de montage sont le plus souvent fournis avec les modules. Le marché est dominé par quelques grandes marques. Les kits sont essentiellement composés de rails, crochets, attaches et visserie inox. Seuls les crochets diffèrent selon le type de couverture : tuiles, ardoises, ou encore zinc.

Par conséquent, une bonne pratique est de visiter les installations existantes afin d'avoir un aperçu des pratiques locales ou de se renseigner auprès du fabriquant du système de montage choisi afin qu'il apporte de l'aide, dans un premier temps, à l'installateur; l'aide pourrait s'imaginer sous forme de conseils personnalisés ou d'un cours explicatif sur le système de montage approprié.





Figure 7: Avant l'installation des modules dans la toiture (Photos SunSwitch)

Dans le cas d'une surimposition, le fournisseur du système de montage (ou l'installateur de ce système) devrait avoir connaissance des détails pertinents de la toiture sur laquelle le système sera fixé car, selon le système, il faudra laisser un espace entre les modules pour les pinces/fixations de montage.

Il faudra veiller que l'espace entre l'arrière des modules et la toiture soit suffisant afin de faciliter le flux d'air et donc le refroidissement.
En effet, selon le type de panneau, chaque degré d'augmentation de la t° au-delà de 25°C entraine une diminution de la puissance de 0,4 à 0,5 % en moyenne. Ainsi un panneau à 50°C perdra entre 10 et 12,5% en moyenne.

La structure de montage doit comprendre aussi le système de canalisation des câbles DC. Les câbles et les accessoires (connecteurs, boîtes de jonction, etc.) doivent être appropriés selon leur exposition potentielle aux conditions extérieures (intempéries, ozone, radiation, UV, température ambiante, feu, etc.) et doivent respecter les normes IEC (p.ex. norme IEC 60529 pour le degré de protection IP, etc.) et les prescriptions locales (p.ex. RGIE).



Figure 8: Installation des modules en toiture (Photos SunSwitch)

Les services d'un couvreur s'avèrent souvent nécessaires. C'est pourquoi, les installateurs doivent être au courant des réglementations en vigueur et les spécifications des structures de montage doivent être conformes aux Eurocodes suivants :

- *General: Eurocode 1: Actions on structure. Part 1: General actions*
- *Steel: Eurocode 3: Design of steel structures*
- *Concrete: Eurocode 2: Design of concrete structures*
- *Snow: Eurocode 1: General actions - Part 3: Snow loads*
- *Wind: Eurocode 1: General actions - Part 4: Wind actions*

Les spécifications locales des Eurocodes doivent également être respectées.

Les manuels d'installation des systèmes de montage et des modules doivent être lus et suivis avant et durant le montage effectué par l'installateur afin de les installer correctement et de s'assurer que leur garantie respective restent valables.

Lorsque l'installateur travaille avec d'autres entreprises ou d'autres corps de métier, il est important d'établir clairement les responsabilités et de délimiter les garanties offertes par chacune des parties impliquées dans l'installation du système photovoltaïque.



Figure 9: Avant et après le placement des panneaux (Photos SunSwitch)

Avantages	**Inconvénients**	**Remarques**
Facilité de pose si la toiture est facilement accessible	Difficulté de pose si la toiture est difficile d'accès ou dangereuse	Assurer une fixation suffisante sans toucher à la couverture de la toiture (utilisation de pattes sous les tuiles)
Permet une certaine ventilation des modules par l'arrière (laisser 5 à 10 cm entre le toit et les panneaux)	Productivité fortement dépendante de l'orientation et de l'inclinaison de la toiture	choisir des toitures orientées sud + ou – 45°
Meilleure densité de puissance par m² de toiture comparé avec les modules souples	Intégration esthétique limitée	Faire attention aux ombrages (nombreux dans zones résidentielles)
Impact de la charge de vent moins important	Maintenance compliquée	Accès à la toiture parfois difficile
Quantité de matériaux nécessaires à la pose limitée		
Bonne visibilité (aspect marketing)		

Tableau 1 : Avantages et inconvénients de la surimposition de modules sur toiture inclinée

INTEGRATION



Figure 10: Modules intégrés - APERe

L'intégration des panneaux dans la toiture implique l'enlèvement ou la modification de certaines couches et son remplacement par les modules, ou des stratifiés, ou tuiles solaires ou ardoises solaires.

Il y a une gamme limitée des produits intégrés sur le marché. La plupart des commentaires traités ci-dessus pour la surimposition de panneaux restent d'application. Cependant, un débit d'air suffisant sous / derrière les modules est très important, car s'il n'y a pas assez de débit d'air, la température des modules peut augmenter de plus de 20 °C par rapport à ceux bien ventilés. Selon les conditions de chaleur, la production de l'ensemble des panneaux peut varier de 10% à 30%.

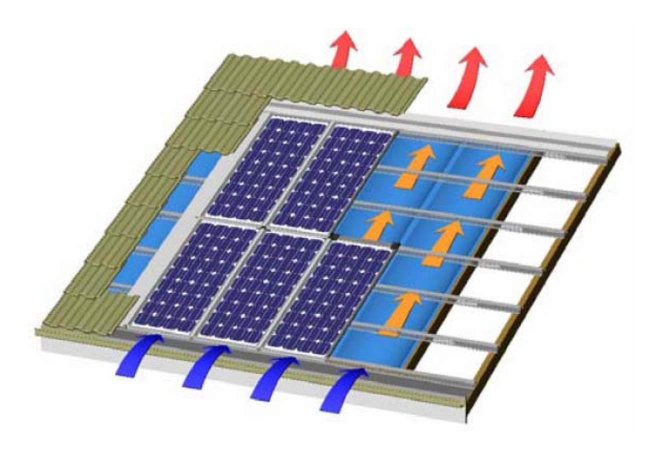


Figure 11: Débit d'air sous et derrière les modules[1]

Il est, également, essentiel que le travail fini soit entièrement étanche à l'eau.

L'intégration des modules dans la toiture prend plus de temps que la surimposition et nécessite un niveau plus élevé de compétences de la part de l'installateur.

En général, les systèmes d'intégration en toiture sont seulement disponibles pour des panneaux disposés en portrait (cotés les plus courts orientés vers le haut et le bas). Afin de s'adapter aux obstacles existants, tels que lanterneaux, lucarnes et, éventuellement, chauffe-eaux solaires, la conception de ces systèmes doit en tenir compte. Le choix d'un couvreur-installateur expérimenté est donc spécialement recommandé.

Avantages	**Inconvénients**	**Remarques**
Intégration architecturale parfaite	Ventilation des modules limitée	A privilégier pour les nouvelles constructions ou les rénovations complètes de la toiture
Économies en matériau de toiture (tuiles, ardoises)	Travaux d'installation compliqués	
	Maintenance compliquée Ventilation des panneaux difficile	
	Coût élevé	

Tableau 2: Avantages et inconvénients de l'intégration des panneaux en toiture

[1] http://www.pvsolartiles.com

3. INSTALLATIONS EN FAÇADE

Dans le cas de rénovation de toiture ou pour une nouvelle construction, il est possible d'utiliser les panneaux photovoltaïques comme éléments constitutif du bâtiment.
Les modules photovoltaïques peuvent ainsi être utilisés comme :

- Protection solaire



Figure 12: ©Total Energie

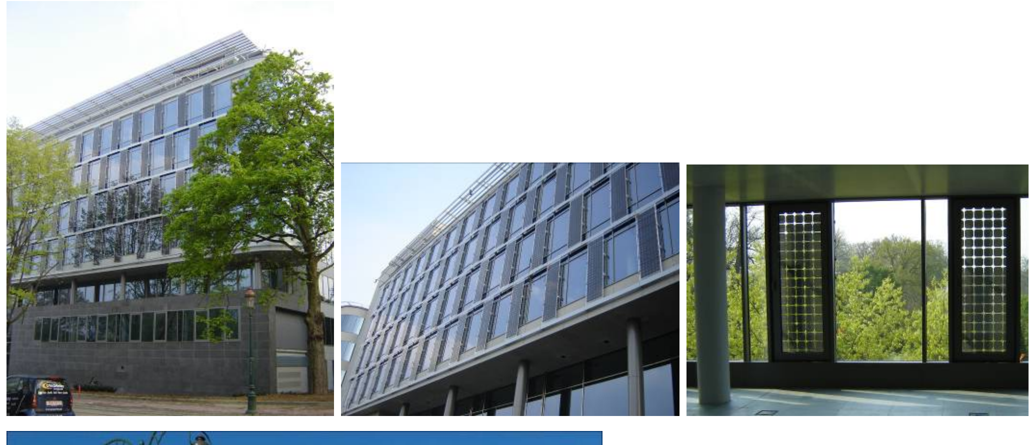




Figure 13: Bâtiment Solaris à Bruxelles (Lauréat Eco-Building Award)

- Mur rideau en façade ou pignon aveugle



Figure 14: ©Tenesol et Enel

- Garde fou / allège de balcon



Figure 15: Source inconnue

- Façade en modules semi transparent



Figure 16: © BP Solar

4. MONTAGE DE L'INSTALLATION

À tenir compte avant et durant le montage :
Le RGIE, Règlement General sur les Installations Électriques, est d'application pour les installations photovoltaïques. Elles doivent d'ailleurs être controlées par un organisme agrée. La liste de ces organismes est disponible sur le site du ministère fédéral de l'économie :
http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Electricite/Controle_installations/index.jsp

Les installateurs doivent, soit être informés, soit avoir un entraînement professionnel, qualifié par les lettres BA4 ou BA5, selon le RGIE. Cette information ou formation permettra aux installateurs de se rendre en sécurité sur le chantier étant donné qu'ils connaîtront alors les risques électriques de l'installation (ex : mises à la terre, électrocutions par contacts directes ou indirectes, etc.).

Comme décrit ci-dessus, il existe un grand nombre de types de montage différents pour les installations photovoltaïques. Différents corps de métier peuvent être requis pour les différentes phases de montage. Les travaux électriques ne peuvent être effectués que par des électriciens reconnus. Pour les travaux de montage en toiture, seuls les électriciens et couvreurs sont habilités à les effectuer. Chaque corps de métier doit alors suivre les bonnes pratiques de son activité propre.

Il est évidemment recommandé de toujours suivre les prescriptions techniques au-cas par cas selon le cahier des charges en vigueur ou selon les manuels d'installation des produits.

Si différents corps de métier sont appelés à travailler ensemble sur un même chantier, les règles en vigueur pour les co-activités sur chantier doivent être respectées (plan de sécurité et de santé, analyse de risques, etc.). Ces informations sont disponibles auprès de la Confédération de la Construction. (http://www.confederationconstruction.be)

5. MONTAGE DE L'ONDULEUR

Prescriptions générales :

- Suivre les consignes d'installation établies par le fabricant dans son manuel d'installation (ex : distances de montage, protection, ventilation, etc.)
- Dans le cas d'une installation des onduleurs à l'extérieur, ils ne peuvent pas être exposés plein Sud. S'il n'existe pas d'alternative, les onduleurs seront protégés par un pare-soleil. Afin de pouvoir être installées à l'extérieur la classe IP doit être minimum de 54.
- La classe de protection (IP) doit être prise en compte selon le lieu de montage choisi (ex : IP 64 pour montage extérieur sans protection supplémentaire). La liste des classes de protection et leurs applications du RGIE doit être respectée.
- L'onduleur est placé idéalement dans un espace frais (afin d'éviter surchauffe). Il vaut mieux donc éviter les greniers non isolés même si cela diminue la longueur de câble en courant continu.
- L'onduleur est placé idéalement dans un espace peu ou pas humide (afin d'éviter corrosion) sauf si son IP le lui permet.
- L'installation dans les pièces de vie (salon, chambre à coucher) est déconseillé à cause du léger bruit qui peu s'en dégager lorsqu'il est actif.

LE PHOTOVOLTAÏQUE :
RACCORDEMENT AU RESEAU ELECTRIQUE

Une installation PV est considérée par le Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) Sibelga comme une unité de production décentralisée, c'est-à-dire une unité physique comprenant au moins un générateur qui produit de l'électricité et dont l'appel de production n'est pas coordonné de manière centralisée. La demande de raccordement doit être introduite auprès de SIBELGA.
Outre le document de Synergrid C10/11 (« Prescriptions techniques spécifiques de raccordement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution»), Sibelga a également des prescriptions techniques à respecter.

1. DEMANDE DE RACCORDEMENT

La réalisation d'un nouveau raccordement ainsi que l'adaptation d'un point de raccordement existant doivent faire l'objet d'une demande de raccordement. [1]

En fonction de la puissance à raccorder, des caractéristiques du réseau sur lequel elle est appelée à être raccordée et du maintien d'une qualité de tension dans les limites fixées par la norme EN 50160, le gestionnaire du réseau établit les dispositions du raccordement. [2]

Les installations photovoltaïques de plus de 10 kVA peuvent être raccordées en BT ainsi que en MT. Si le client dispose d'un raccordement triphasé, il installera de préférence un onduleur triphasé pour autant que la puissance maximum délivrable par l'onduleur n'excède pas 10kW et qu'il soit commutable en 3 phases+N. Sinon, le client installera toujours un multiple de 3 onduleurs connectés en étoile ou en triangle. [3]

Le producteur est tenu de soumettre un rapport de contrôle rédigé à ses frais par un organisme agréé qui démontre la conformité de l'installation au règlement général des installations électriques (RGIE). [4] En outre, le gestionnaire du réseau contrôle, avant le raccordement de l'installation du producteur décentralisé, les aspects particuliers de l'installation de fourniture d'énergie. Par conséquence, l'installation de production décentralisée ne peut être raccordée au réseau de distribution qu'après accord écrit du gestionnaire du réseau. Cet accord est également nécessaire au cas où le producteur décentralisé envisage une modification de son installation de production, notamment s'il modifie la puissance concernée.

Le propriétaire de l'installation de production décentralisée est tenu de remplacer le compteur d'électricité existante de Sibelga (pour Bruxelles) par un compteur bidirectionnel (qui mesure d'une part l'énergie consommée à partir du réseau de distribution et d'autre part l'énergie injectée sur le réseau de distribution par l'installation de production décentralisée). [5]

Les frais d'installation seront à la charge du propriétaire de l'installation de production décentralisée et le dit compteur bidirectionnel sera installé par Sibelga et remboursé à 100 %.
Vous pouvez retrouver le formulaire de demande en ligne sur www.sibelga.be → Travaux et raccordements →Formulaire pour les raccordements et compteurs (pdf) ou sur demande par e-mail à autoprod@Sibelga.be.

[1] S.C.R.L SIBELGA : Règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci
[2] Synergrid C10/11 – 06.2006
[3] SIB07EE004
[4] Synergrid C10/11 – 06.2006
[5] Sibelga, Technisch lastenboek – 09/2009, referentie: SIB07EE004

RACCORDEMENT A LA HAUTE TENSION[6]

Une demande relative à un raccordement à la haute tension nécessite la réalisation d'une étude de détails et peut être précédée à la discrétion du demandeur, d'une demande d'étude d'orientation. Ces études seront commandées à Sibelga.
Aucun frais n'est dû pour la réalisation de l'étude de détail lorsque les conditions suivantes sont réunies :

1. la demande de raccordement a déjà été introduite et prise en charge une première fois;
2. cette demande n'a pas donné lieu à la réalisation du raccordement ;
3. il n'y a pas eu, depuis lors, de modification au réseau ayant une incidence sur les conditions de raccordement.

L'étude d'orientation a pour but d'établir un avant-projet de raccordement à la haute tension.
Dans un délai de 5 jours ouvrables à dater de sa réception, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie le caractère complet ou non de la demande et en informe le demandeur.
Si la demande est incomplète, il indique les éléments ou pièces manquants.
Dans un délai de 15 jours ouvrables suivant la réception d'une demande complète d'étude d'orientation, le gestionnaire du réseau de distribution notifie ses conclusions au demandeur consistant :

1. soit dans un avant-projet de raccordement ;
2. soit dans un refus motivé de raccordement, dont copie est transmise au Service (Sibelga).

Dans l'examen de la demande d'étude d'orientation, le gestionnaire du réseau de distribution accorde, dans la mesure du possible compte tenu de la continuité d'approvisionnement nécessaire, une priorité aux demandes relatives à des installations de cogénération et à des installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, ainsi qu'à des installations produisant de l'électricité à partir des déchets et des récupérations sur processus industriel.

Si l'étude d'orientation se conclut par un avant-projet de raccordement, celui-ci contient au moins :

1. un schéma du raccordement projeté ;
2. les prescriptions techniques du raccordement ;
3. une évaluation indicative des coûts ;
4. une évaluation indicative des délais nécessaires pour la réalisation du raccordement, y compris les éventuels renforcements à apporter au réseau de distribution du fait du raccordement.

L'étude de détail a pour but d'établir un projet de raccordement à la haute tension. Dans un délai de 10 jours ouvrables à dater de sa réception, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie le caractère complet ou non de la demande et en informe le demandeur.
Lorsque la demande de raccordement est complète, le gestionnaire du réseau de distribution attribue au demandeur une réservation de capacité.

Dans un délai de 30 jours ouvrables suivant la réception d'une demande complète, le gestionnaire du réseau de distribution adresse au demandeur soit un refus motivé de donner suite à sa demande, dont copie est alors transmise aan Sibelga, soit un projet de raccordement comprenant notamment :

1. les solutions techniques et les paramètres de réglage qui doivent être convenus entre le gestionnaire du réseau de distribution et le demandeur de raccordement, conformément aux prescriptions du présent Règlement Technique et compte tenu des caractéristiques techniques du réseau de distribution ;

[6] S.C.R.L SIBELGA : Règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci : http://www.sibelga.be/uploads/assets/93/fr/1273406128190-Technisch_Reglement_FR_E_20060510.pdf , chaptire 5 articles 68 à 91

2. la description des travaux préalables à effectuer par le demandeur ou la personne qui l'a mandaté en vue de permettre la réalisation des travaux de raccordement par le gestionnaire du réseau de distribution ;
3. les modalités et les délais de réalisation du raccordement avec indication des hypothèses prises en considération, notamment les délais nécessaires à l'obtention des permis ou autorisations auprès des autorités compétentes ou aux éventuelles adaptations à apporter au réseau de distribution; les délais de réalisation dont question ci-avant revêtent un caractère indicatif.
4. l'invitation à payer le prix des travaux de raccordement, établi conformément aux tarifs applicables.

En cas d'accord concernant le projet de raccordement, le gestionnaire du réseau de distribution établit un contrat de raccordement dans un délai de 20 jours ouvrables à compter de l'accord.
Si le demandeur ne réserve pas de suite à la réponse du gestionnaire du réseau de distribution dans un délai de 40 jours ouvrables à dater de la notification de celle-ci, la procédure de demande de raccordement est considérée comme caduque, sauf décision contraire du gestionnaire du réseau de distribution, rendue sur requête motivée du demandeur.

La conclusion d'un contrat de raccordement avec le gestionnaire du réseau de distribution est requise dans les cas suivants :

1. préalablement à la réalisation d'un nouveau raccordement ;
2. préalablement à la réalisation d'une adaptation d'un raccordement existant, d'une installation d'un utilisateur du réseau de distribution ayant une influence non négligeable sur le réseau de distribution ou de leur mode d'exploitation respectif.

Les délais pour la réalisation du raccordement tiennent compte des éventuels renforcements qui doivent être effectués aux réseaux de distribution, de transport régional ou de transport.

La planification des travaux de raccordement est conditionnée au paiement préalable, par le demandeur, selon le tarif applicable, de l'ensemble des coûts encourus par le gestionnaire du réseau de distribution pour l'exécution du raccordement, en ce compris les éventuels frais d'études d'orientation et de détail relatives aux travaux en question.

RACCORDEMENT A LA BASSE TENSION[7]

Une demande relative à un raccordement à la basse tension ne nécessite aucune étude préalable. Le gestionnaire du réseau de distribution communique, dans un délai de 10 jours ouvrables à dater de la réception d'une demande de raccordement complète, les conditions techniques et financières du raccordement ainsi que les délais probables de réalisation du raccordement pour autant que :

1. la capacité de raccordement n'excède pas 25 kVA ;
2. Sauf accord exprès du gestionnaire du réseau de distribution, la longueur du réseau de distribution en site privatif est limitée à 10 mètres. Les locaux ou parties de mur[8] devront, dans ces conditions, intégrer cette contrainte.
3. le réseau de distribution soit implanté à proximité immédiate du point de raccordement et se trouve du même côté de la voie carrossable que celui-ci.

[7] S.C.R.L SIBELGA : Règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci. Chapitre 5, section 5.3, articles 92 à 98

[8] Dans les bâtiments où la capacité de raccordement dépasse 56 kVA, l'utilisateur du réseau de distribution met à la disposition du gestionnaire du réseau de distribution, pour le regroupement des appareils de mesure et autres appareils qui font partie du raccordement, un local (ou une partie de local) qui satisfait à cet objectif.
Lorsque les caractéristiques locales du réseau de distribution le nécessitent, le gestionnaire du réseau de distribution peut, en outre, demander la mise à disposition d'un local pour l'équipement d'un poste de transformation haute tension / basse tension. Les modalités de cette mise à disposition sont fixées par le gestionnaire de réseau de distribution sur la base de critères objectifs et non discriminatoires.
Dans les bâtiments où la capacité de raccordement n'excède pas 56 kVA, l'utilisateur du réseau de distribution met à la disposition du gestionnaire du réseau de distribution une partie de mur pour le boîtier de raccordement.
Dans les bâtiments où plusieurs utilisateurs du réseau de distribution sont raccordés, le propriétaire met à la disposition du gestionnaire du réseau de distribution pour le regroupement des appareils de mesure et autres installations de raccordement, un ou plusieurs locaux, ou un ou plusieurs emplacements qui satisfont à cet objectif.



Si les conditions précédentes sont réunies et que tous les permis et autorisations requis ont été accordés, le délai d'exécution d'un raccordement ne peut excéder 20 jours ouvrables, à dater de la réception du paiement. Lorsque les conditions ne sont pas réunies, le gestionnaire du réseau de distribution répond à la demande de raccordement dans les délais les plus brefs, ces derniers ne pouvant en aucun cas excéder ceux définis dans la procédure de raccordement en haute tension.

Si la capacité de raccordement demandée est supérieure à 56 kVA ou si le gestionnaire du réseau de distribution estime qu'un raccordement en basse tension n'est envisageable que moyennant extension ou renforcement du réseau de distribution, la procédure de l'étude d'orientation est la même que celle prévue dans la procédure de raccordement en haute tension.

Seul le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à mettre sous tension le raccordement.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut imposer au propriétaire de l'immeuble concerné de prendre en charge le percement nécessaire à l'installation du câble de raccordement, et ce conformément aux indications du gestionnaire du réseau de distribution.
Le câble doit être protégé mécaniquement sur toute sa longueur au moyen d'un tuyau de protection en PVC, PE, fibres de ciment ou autres moyens au moins équivalents.
Le passage dans le mur est obturé par le propriétaire de l'immeuble, ou par son mandataire, de manière à le rendre étanche à l'eau et au gaz.

2. RACCORDEMENT DE L'ONDULEUR AU RESEAU : PROCEDURE

1) Raccordement les modules à l'onduleur

   Les modes d'emploi des modules et des onduleurs doivent être suivis consciencieusement afin d'éviter tout risques de dysfonctionnement.
2) Couplez l'onduleur au réseau > fonctionnement MPP est cherché. L'affichage des fonctions démarre
3) Allumez le réseau : l'onduleur se connecte et commence l'alimentation (mesures CC et CA visible)
4) Surveillance : simulez une erreur du réseau pour savoir si l'onduleur interromp l'alimentation et s'isole du réseau.

Pour les étapes 2, 3 et 4, seul le gestionnaire de réseau peut effectuer la connexion au réseau. Ces tests doivent être effectués au moment du placement du compteur A+/A-.

Remarque importante : Avant de faire une connexion définitive au réseau, l'installation doit être réceptionnée par un organisme agrée de contrôle puisque la mise en œuvre d'une installation d'autoproduction constitue une modification importante à l'installation électrique existante. La liste des organismes agrées pour effectuer ce contrôle est disponible sur le site du ministère fédéral de l'économie :
http://statbel.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Electricite/Controle_installations/index.jsp

3. COMPTEURS D'ELECTRICITE

Le Règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci de Sibelga, définit, selon l'article 2 §1er, l'équipement de comptage comme :

« Un ensemble d'appareils destiné à mesurer la puissance/consommation/injection électrique en un point de mesure déterminé, comprenant notamment les compteurs, les appareils de mesure, les transformateurs de mesure et les équipements de télécommunication. »
Ainsi, un équipement de comptage est composé de tous les équipements nécessaires à la poursuite des objectifs visés à l'article 176[9] et peut donc notamment être composé de combinaisons intégrées ou non de :
1° transformateurs de courant ;
2° transformateurs de tension ;
3° compteurs ;
4° enregistreurs de données ;
5° équipements de changement de période tarifaire ;
6° armoire – bornes – câblage ;
7° équipements de télétransmission;

Il peut donc y avoir différents index de compteur et la possibilité, pour les fournisseurs et le gestionnaire de réseau de distribution, de pratiquer divers prix et tarifs pour l'utilisation de ces compteurs. [10]

Selon la puissance de l'installation, la classe du compteur sera différente : Classe B (< 100 kVA) ou C (≥ 100 kVA).

COMPTEUR A+/A- OU 4 QUADRANTS

En Région bruxelloise, pour les installations photovoltaïques, le compteur classique doit être remplacé par un compteur électronique bidirectionnel appelé A+/A- (BT) ou par un compteur 4 quadrants (HT). Ces deux compteurs enregistrent séparément **les énergies prélevées et celles réinjectées sur le réseau**. Ces compteurs peuvent être programmés en simple tarif (BT) ou en bi horaire (BT, d'office en HT). La demande de changement doit être adressée à Sibelga.



Figure 1: Compteurs électriques proposés par Sibelga

[9] Art.176. Les équipements et les données de comptage ont pour but de permettre la facturation des prestations fournies par le gestionnaire du réseau de distribution et par les fournisseurs, sur base des quantités d'énergie injectées ou prélevées, en chaque point d'accès, sur le réseau de distribution, et servent également à assurer une bonne gestion du réseau de distribution

[10] Source: http://www.brugel.be/Public/Page.php?ID=3956&siteID=2&IDParent=2&IDOrigin=3955 .

COMPTEUR D'ELECTRICITE VERTE PRODUITE PAR L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE :

Le compteur d'électricité verte relève la quantité de courant fournie par le système photovoltaïque, c'est à dire qu'il comptabilise la production nette d'électricité, et fait généralement partie intégrante de l'installation d'autoproduction. Ce compteur est donc fourni et installé par l'installateur.

Ce compteur vert permet de déterminer le nombre de certificats verts générés par l'installation (après la certification par BRUGEL) et de calculer l'économie sur la facture annuelle d'électricité.
Les index sont relevés par le client qui les communique à Brugel afin d'obtenir des certificats verts.

Le compteur doit être conforme aux exigences légales[11].

Attention : il y existe des différences de qualité au niveau des compteurs de productions de l'électricité verte. Il n'est pas inutile de s'informer à l'avance sur les qualités techniques du compteur. La durée de vie des compteurs électromécaniques est de loin supérieure à celle des petits compteurs digitaux même s'il consomme plus. De plus, l'affichage (mécanique) ne risque pas de disparaitre inopportunément en cas de panne. Si un compteur digital devient hors d'usage, il est difficile d'en relever l'index (retour en usine).





Compteur électromécanique



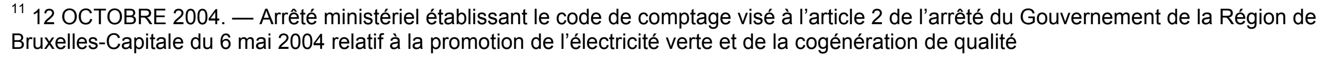


Compteur mécanique



Compteur digital

[11] 12 OCTOBRE 2004. — Arrêté ministériel établissant le code de comptage visé à l'article 2 de l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité





4. PRINCIPE DE COMPTAGE DE L'ELECTRICITE

D'un point de vue réglementaire, certaines dispositions sont applicables à certaines classes d'installations. Ces classes sont définies selon la puissance crête de l'installation ou selon la puissance des onduleurs. On distinguera les installations de moins de 5 kVA, les installations de moins de 10 kVA (puissance des onduleurs) et les installations de plus de 10 kVA.

INSTALLATIONS DE MOINS DE 5 KVA

Pour l'installation de moins de 5 kVA (puissance sortie maximum de l'onduleur), du point de vue du comptage, le principe de compensation est d'application.

Le courant généré par l'installation PV passe par le compteur et est distribué, via le tableau général basse tension, vers les consommateurs du bâtiment ou vers le réseau.
S'il n'y pas suffisamment d'électricité verte générée, une certaine quantité sera prélevée du réseau électrique.
Par contre, si l'installation PV produit plus d'électricité verte que ce qui est consommé, l'excédent sera réinjecté dans le réseau électrique. Le compteur tournera donc à l'envers.

En pratique, cela veut dire que la consommation nette (envoyée au fournisseur pour facturation) sera calculée en déduisant la quantité réinjectée de la quantité prélevée au réseau (résultat du calcul ≥ 0 dans tous les cas). Le compteur à disque doit toutefois être remplacé par un compteur A+/A- qui mesure séparément l'énergie prélevée au réseau et l'énergie éventuellement réinjectée sur le réseau de distribution basse tension. Le code EAN actuel est conservé et reste associé au point d'accès (voir le point comptage ci-dessous).

Calcul de la production et consommation avec l'aide des compteurs (< 5 kW): exemples[12]

Lors du décompte final de la consommation nette d'énergie, la quantité d'électricité injectée dans le réseau sera déduite (uniquement si un compteur A+/A- a été installé). A cet égard, le résultat de cette déduction doit toujours être supérieur ou égal à 0.

Exemple 1 : consommation dans la maison >injection sur le réseau	
	kWh
Consommation annuelle d'électricité	2000
Production annuelle des panneaux (~10 m2)	1000
dont consommés par l'habitation (=interne)	600
dont réinjectés sur le réseau (=externe)	400
Approvisionnement via le réseau *	1400
Consommation d'électricité payée **	1000

** 2000 kWh – 600 kWh interne*
*** 1400 kWh – 400 kWh externe autrement dit, le bilan est positif car > 0.*

Si l'injection dans le réseau devait se révéler plus importante que la demande d'énergie au réseau, par exemple si on est peu ou pas à la maison pendant la journée, le résultat pourrait être inférieur à 0.

Exemple 2 : consommation dans la maison <injection sur le réseau	
	kWh
Consommation annuelle d'électricité	2000
Production annuelle des panneaux (~10 m2)	2200
dont consommés par l'habitation (=interne)	600
dont réinjectés sur le réseau (=externe)	1600
Approvisionnement via le réseau *	1400
Consommation d'électricité payée **	0

** 2000 kWh –600 kWh interne*
*** 1400 kWh –1600 kWh externe = -200 kWh autrement dit, le totale < 0.*

Dans l'exemple 2 on perd la production de 200 kWh. Dans ce cas, vous pouvez demander un nouveau code EAN afin de pouvoir vendre l'excès d'électricité à un fournisseur au choix.

[12] Extrait du « Plan d'étapes pour panneaux photovoltaïques, Guide administratif & technique pour l'installation de panneaux photovoltaïques », publié par Bruxelles Environnement – IBGE, version 2.2., août 2009





INSTALLATIONS ENTRE 5 ET 10 KVA

Les installations de plus de 5 kVA n'ont pas accès au principe de compensation et leur raccordement se fera via 2 codes EAN distincts, un pour la consommation et l'autre pour l'injection.

Remarque : ne pas confondre compensation et autoconsommation.

- L'autoconsommation permet de consommer localement l'énergie produite et seul l'excédent de production est injecté sur le réseau. En Belgique, l'autoconsommation est autorisée pour toutes les installations photovoltaïques raccordées au réseau.
- La compensation permet de compenser des injections nettes avec des consommations nettes qui ont lieu à des moments différents. Le principe de compensation n'est applicable qu'aux installations de 5 kVA ou moins.

INSTALLATIONS DE PLUS DE 10 KVA

Les installations de plus de 10 kVA (puissance des onduleurs) doivent satisfaire à des critères d'équilibrage des phases. Concrètement, cela veut dire que des installations de plus de 10 kVA doivent être réalisées à l'aide d'onduleurs triphasés ou à l'aide de plusieurs onduleurs monophasés répartis équitablement sur les différentes phases. Une différence d'un tiers de la puissance raccordée est généralement acceptée. Une installation de 12 kVA pourrait donc théoriquement se réaliser avec 3 onduleurs de 4 kVA. On privilégiera donc l'utilisation de 3 onduleurs (ou un multiple de 3) quand ils sont monophasés. Si le raccordement réseau est de type haute tension (au travers d'une cabine client de transformation), c'est un compteur « 4 quadrants » qui sera installé.

5. LES DISPOSITIFS DE PROTECTION

Le schéma de protection doit être établi en concertation avec le GRD selon les principes du document Synergrid C10/11 – 05/2009 « Prescriptions techniques spécifiques de raccordement d'installations de production

Dispositif de coupure et protections (Paragraphe 3.2)

Sa présence est requise par le RGIE (Article 235) Ce dispositif doit permettre le sectionnement en vue de l'entretien, la vérification et la localisation des défauts et des réparations. Normalement, il est prévu la coupure de tous les conducteurs actifs y compris le neutre, sauf pour les cas suivants :

- dans le schéma TN-C où il est interdit de couper le conducteur PEN;
- dans le schéma TN-S où il est permis de ne pas couper le conducteur neutre;
- dans le schéma TT, où la coupure du conducteur neutre est réalisée dans les conditions décrites au dernier alinéa du point 05 de l'article 81.

Pour les installations de production décentralisées de ≤10 kVA, l'interrupteur de sécurité susmentionné peut être remplacé par un système automatique de sectionnement tel que visé à l'Art 235.01 c1) et d) du RGIE. Le système de sectionnement automatique doit satisfaire aux dispositions de la « Prénorme » DIN V VDE V 0126-1-1 de février 2006, prenant en compte les dispositions suivantes :

- - Essais de type pour détection d'un îlotage (voir ci-après au §2 "Essais de type et agrément
- - Réglage des fonctions de protection

Le réglage du système de sectionnement automatique doit être conforme aux dispositions de la RGIE et de la « Prénorme » DIN V VDE V 0126-1-1 de février 2006. En cas de contradiction, les dispositions du RGIE prévalent.
Le gestionnaire de l'installation présentera au gestionnaire de réseau un document démontrant que le système de sectionnement automatique utilisé a été réglé conformément à ces exigences.

Protection générale en cas de défaut interne (Paragraphe 3.3.2)

Comme pour tout raccordement au réseau de distribution, les installations doivent être dotées, du côté du raccordement au réseau de distribution, d'un mécanisme pour l'interruption automatique des phases en cas de défaut interne provoquant un dépassement d'une certaine intensité de courant pendant une durée déterminée. Les valeurs du courant et du retard sont indiquées par le GRD.

Protection de découplage (Paragraphe 3.3.3)

Si la partie du réseau sur laquelle le producteur décentralisé est connecté n'est plus sous tension ou présente des valeurs de tension anormales, le fonctionnement parallèle de l'installation de production décentralisée avec le réseau de distribution publique doit être interrompu le plus rapidement possible. Une protection de découplage doit être installée à cet effet. Celle-ci peut être placée avant ou après le transformateur éventuel de l'installation de production décentralisée.
Cette protection de découplage comprend une combinaison de plusieurs fonctions de protection. En outre, une rupture de câble de relais ou tout problème d'alimentation de secours de la protection de découplage doit toujours donner lieu à un découplage. (Principe “fail-safe”)[13.]

[13] Pour plus de détails, veuillez vous référer au Synergrid C10/11 paragraphes 3.3.3.1. Installations de production décentralisée en aval d'un raccordement au réseau en moyenne tension et 3.3.3.2 Installations de production décentralisée en aval d'un raccordement au réseau en basse tension

6. REGLEMENT TECHNIQUE POUR LA GESTION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Sibelga a décrit des prescriptions techniques supplémentaires (Règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale) et va plus loin que Synergrid C10/11.
Le texte ci-dessous est un complément aux paragraphes de Synergrid C10/11 auxquels il fait référence.

Complément au paragraphe « 3. Généralités »

Lorsque le raccordement au réseau est effectué en MT, le transformateur de puissance peut être la cause d'une tension élevée du côté BT.
En effet si la production décentralisée doit fournir de l'énergie au réseau, pour que cette énergie puisse traverser le transformateur d'isolement, il est nécessaire que la chute de tension interne au transformateur soit compensée par une hausse de tension du côté BT.
En conséquence s'il y a des applications qui sont alimentées par cette BT, il faudra se prémunir contre une élévation de tension trop importante.
<u>A ce problème, deux solutions sont envisageables:</u>

- Soit intercaler un transformateur BT/BT entre l'installation génératrice et les applications BT, tout en prévoyant un by-pass automatique au cas où le générateur est hors service pour éviter alors des sous-tensions ;
- Soit prévoir un transformateur MT/BT séparé et réservé aux applications du producteur décentralisé.

Complément au paragraphe « 3.2. Dispositifs de coupure »

Toutes les installations d'autoproduction fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution doivent être protégées par un dispositif à coupure visible

Complément au paragraphe « 3.3. Dispositifs de protection »

<u>Dans le cas d'un raccordement en basse tension :</u>

- De manière à ne pas provoquer un déséquilibre important entre phases, la puissance de la production sera répartie.
- Dans tous les cas, le déséquilibre autorisé ne dépassera pas 4.6kVAentre phases.
- Dans le cas d'un raccordement monophasé, la puissance autoproduite n'excèdera pas 63A.
- Si la puissance à raccorder excède 63A, le client devra demander un raccordement triphasé à Sibelga (les frais de modification du raccordement sont à charge du client).

3 dispositifs de protection

	Onduleur	Relais de Tension	Relais de Découplage
Fonction	<U, >U	<U, >U	<U, >U, <Hz, >Hz, Saut de vecteur.
Réglage	Pas de réglage	Réglage par Sibelga	Réglage par Sibelga
Test	Pas de test sur site par Sibelga	Sur site par Sibelga	Sur site par Sibelga
Norme	VDE 0126	Agréé par Laborelec	Agréé par Laborelec

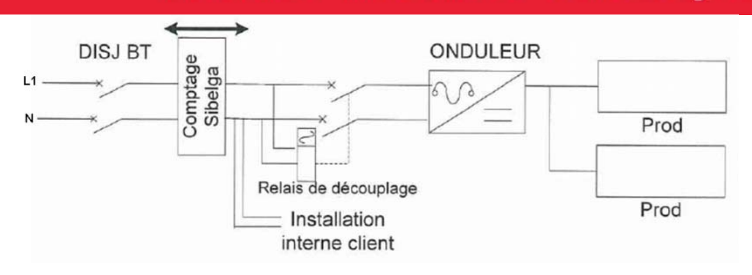


Figure 2: Raccordement monophasé (schéma Sibelga)

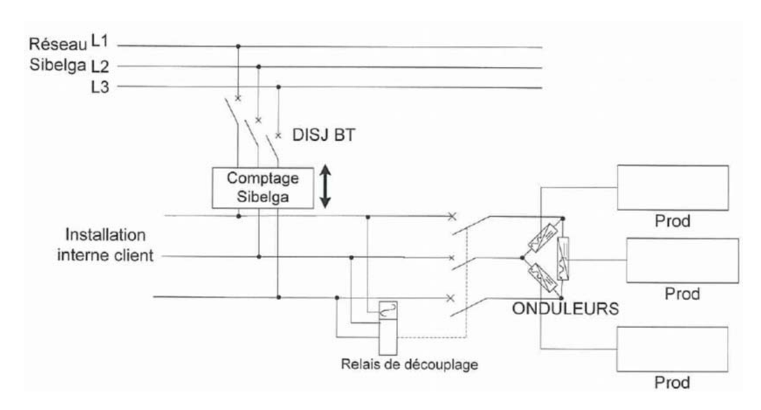


Figure 3 : Raccordement triphasé 3X230V "triangle" (schéma Sibelga)

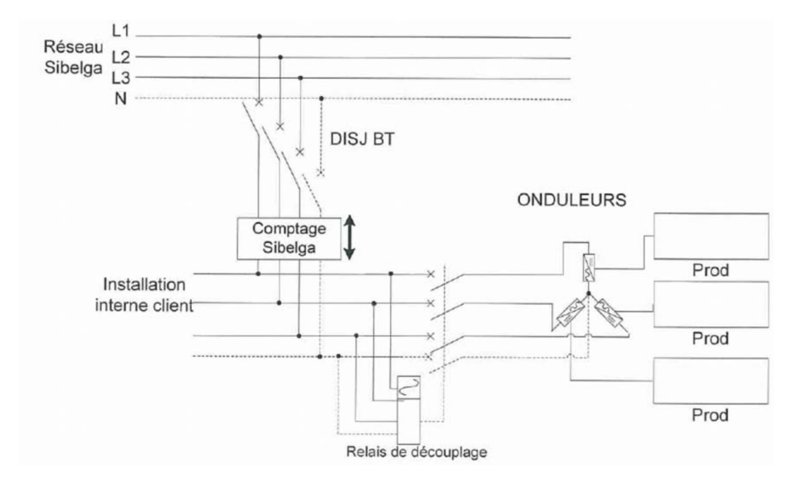


Figure 4 : Raccordement triphasé 3X400V + N "étoile" (schéma Sibelga)

Complément au paragraphe « 6. Télécommande et télésignalisation »

Le GRD installera une armoire – interface de signalisation pour toute installation de production décentralisée dont la puissance électrique est ≥ 250 kVA :

- Signalisation du fonctionnement de la génératrice
- Signalisation de la mise en parallèle de la (des) génératrice(s) avec le réseau de distribution MT

7. NORMES ET RÉGLEMENTATIONS

La construction et le raccordement des installations PV sont largement réglementés tant au niveau régional, national, européen et international. Une liste non exhaustive des principales réglementations, normes et prescriptions est donné ci après. Elles couvrent plusieurs aspects réglementaires à savoir l'homologation des modules (cristallins et couches minces), le règlement sur les installations électriques (cadre national et européen), la compatibilité électromagnétique des appareils et la sécurité des personnes.

NORMES ET RÉGLEMENTATIONS RELATIVES AUX INSTALLATEURS :

- Le Règlement Général sur les Installations Électriques (RGIE)
- Synergrid C10/11 : prescription techniques spécifiques pour les installations de production décentralisées fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution
- IEC 60364-7-712 : installations électriques des bâtiments - partie 7-712: règles pour les installations et emplacements spéciaux - alimentations photovoltaïques solaires (PV)
- NBN EN 50160 : relative aux critères de qualité de la tension (les onduleurs peuvent générer des perturbations)
- Les directives 73/23/CEE et 93/68/CEE relatives au matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension, transposées par l'Arrêté Royal du 23 mars 1977 modifiées par l'Arrêté Royal du 10 janvier 1997, ainsi que la directive 2006/95/CE consolidant les deux directives précédentes.
- Arrêté ministériel établissant le code de comptage visé ā l'article 2 de l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif ā la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité.
- Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif ā la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité
- Arrêté ministériel établissant le modèle de rapport de visite d'une installation de production d'électricité verte ou de cogénération, visé ā l'article 5 de l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif ā la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité

NORMES ET REGLEMENTATION RELATIVES A LA CERTIFICATION DES PANNEAUX :

- NBN EN 61215 : modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre qualification de la conception et homologation
- NBN EN 61646 : modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre qualification de la conception et homologation
- NBN EN 60904- 3: dispositifs photovoltaïques partie 3 : principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) a usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence

NORMES ET REGLEMENTATION RELATIVES AU RACCORDEMENT ELECTRIQUE

- Règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci (édité par la SCRL Sibelga)
- NBN EN 50178 : Équipements électroniques utilisés dans les installations de puissance
- NBN EN 61000-3- 2 : Compatibilité électromagnétique (CEM) partie 3-2: limites - limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils inferieur ou égal a 16A par phase)
- DIN V VDE V 0126-1-1 : Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public à basse tension (dont les paramètres fréquence et tension sont adaptés pour la Belgique)
- Service Public Fédéral Intérieur : Arrêté Royal du 7 juillet 1994 modifié par les Arrêtés Royaux du 18 décembre 1996 et du 19 décembre 1997 fixant les normes de base en matière de prévention contre l'incendie et les explosions, auxquels les bâtiments nouveaux doivent satisfaire
- La directive 2004/108/CE concernant la compatibilité électromagnétique transposé par l'Arrêté Royal du 28-02-20007 (M.B. 14-03-2007)
- La directive 89/392/CE modifiée par la 91/368/CE relative aux machines, transposée par l'Arrêté Royal du 11 juin 1992 ainsi que la directive 98/37/CE consolidant les deux directives précédentes.



INFOS FICHES-ÉNERGIE

LE PHOTOVOLTAÏQUE :
ENTRETIEN & SUIVI DES INSTALLATIONS

Une installation photovoltaïque a une durée de vie minimum généralement comprise entre 25 et 30 ans si elle est bien entretenue. Ce document décrit quelques unes des précautions qui doivent être prises pour que les temps d'immobilisation soient minimisés et que la performance soit maximale.
Certaines tâches sont préventives et seront à réaliser de façon régulière. D'autres sont correctives et ne seront pas nécessairement planifiés à l'avance.
La fréquence des inspections visuelles dépend fortement du type d'installation (modules au sol ou en toiture, angle d'inclinaison, système de « tracking », etc.), de la localisation (précipitations et conditions météorologiques attendues) et de l'environnement immédiat (industriel, agricole, urbain, etc.).

La plupart des causes de pannes ou malfonctionnements d'une installation photovoltaïque trouvent leurs origines dans la conception de l'installation ou dans le choix du matériel. On ne saurait que trop rappeler l'importance d'une conception de qualité par des installateurs compétents et l'utilisation de matériel de qualité.

1. LES GARANTIES

Un certain nombre de garanties existent sur les produits et sur la mise en œuvre.

GARANTIE SUR LE MATERIEL :

Modules : Les modules sont garantis 2 ans minimum pour leur tenue mécanique. Certains vont jusqu'à 10 ans.

Onduleurs : La garantie de l'onduleur est au minimum de 2 ans mais il est fréquent d'avoir des garanties plus longues (5, 10 voire 20 ans) soit d'origine, soit par le biais d'une extension de garantie (payante).

Structure : La structure portante est généralement garantie 2 ans mais dans le cas d'intégration en toiture, une garantie décennale (10 ans) sur l'étanchéité réalisée avec l'installation PV est d'application.

GARANTIE SUR LA PRODUCTION:

Modules : La puissance effective des modules est généralement garantie à 90% de la puissance nominale après 10 ans et à 80 ou 85% de la puissance nominale après 20 ou 25 ans.

Production : Il n'est pas rare de voir des installateurs proposer une garantie de production qui est effectivement une garantie de résultat solaire (GRS). Ces garanties couvrent généralement un niveau de production donné en fonction d'une irradiation de référence. Si l'année concernée est moins ensoleillée que l'année de référence, la garantie portera sur une production moins élevée.

2. OPERATIONS DE MAINTENANCE

MAINTENANCE PREVENTIVE

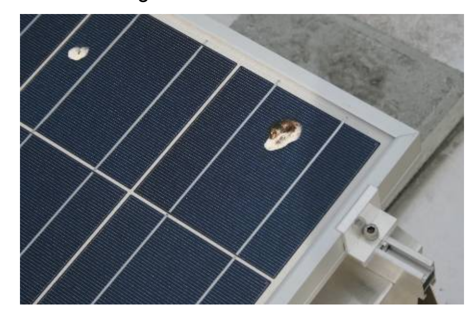
La maintenance préventive commence dès que l'installation est mise en route. Il est recommandé de procéder à une réception technique de l'installation, afin de s'assurer de sa conformité au design prévu et de s'assurer de la bonne installation de tous ses composants.
La maintenance préventive devrait idéalement commencer par une inspection visuelle complète de l'installation et devra être fréquemment répétée. Les mécanismes installés à l'extérieur doivent toujours être vérifiés afin de prévenir les problèmes quelle qu'en soit la nature.

L'installateur peut conseiller au particulier d'effectuer régulièrement toutes une série d'actions pour s'assurer du bon fonctionnement de l'installation. Pour ce faire, il peut s'appuyer sur le guide de maintenance des installations PV (www.bruxellesenviron nement.be > Professionnels > Themes > Energie > Les énergies renouvelables > solaire photovoltaïque.

Inspection visuelle

Modules

- Salissure et/ou dégradation à la surface des modules




- Vérifier les boîtes de jonction
- Présence de bris de glace
- Effectuer des mesures sur-site (tension, courant) tous les 3 ans
- Contrôler les connections à la terre



Structure de support des modules




- Contrôler la présence de corrosion sur les poutres

- Chercher les déformations potentielles
- Si la structure est lestée, vérifier la position du lestage
- Si la structure est fixée en toiture, vérifier l'étanchéité à l'eau aux points de fixation
- Si la structure est intégrée en toiture, vérifier l'étanchéité à l'eau de la couverture
- Si présence d'un tracker, contrôler les parties mécaniques, le mécanisme d'orientation et le système hydraulique (corrosion, usure, etc.)
- Contrôle de la rigidité des poutres
- Vérifier les connections à la terre (et les éventuelles fuites à travers les défauts d'isolation)

Onduleurs centraux

- Vérifier que les travaux de maintenance sont effectués avec la fréquence et les exigences demandées par le constructeur (voir manuel d'utilisation des fournisseurs)
- Si les onduleurs sont installés dans une salle spécifique, contrôler le bon fonctionnement de la ventilation (et procéder à une maintenance sur cette dernière si nécessaire – filtres, etc.).





Onduleurs décentralisés

- Vérifier que les travaux de maintenance sont effectués avec la fréquence et les exigences demandées par le constructeur
- Contrôler la présence éventuelle d'humidité pour les onduleurs installés à l'extérieur
- Si les onduleurs sont installés dans une salle spécifique, contrôler le bon fonctionnement de la ventilation (et procéder à une maintenance sur cette dernière si nécessaire – filtres, etc.).



Boîtes de jonction

- Contrôler la présence éventuelle d'insectes, de poussière et/ou d'humidité à l'intérieur des boîtes
- Vérifier les fusibles de chaque chaîne de module
- Vérifier l'état général et l'imperméabilité de la boîte
- Contrôler le verrouillage du mécanisme de découplage
- Tester le bon fonctionnement des éléments de déconnexion

Câblage

- Vérifier la bonne pose des câbles et des chemins de câble
- Contrôler l'élasticité des câbles (bonne tenue de l'isolation)
- Chercher la présence de rupture d'isolation
- Contrôler les lieux pouvant entrainer une déformation ou une coupure des câbles (coins par exemple)
- Contrôler les points de fixation

Tableau électrique AC et équipements de protection

- Inspection visuelle des connections, des fusibles et disjoncteurs AC, RCDs (« Residual Current Devices » pour dispositifs de protection contre les courants résiduels).





Monitoring et équipements météorologiques

- Contrôler régulièrement la production et la performance du système (toutes les 2 semaines ou tous les mois) à l'aide des données issues du monitoring
- Contrôler la production de chaque chaîne de module et identifier les chaînes les moins performantes (seulement dans le cas où un dispositif permet le contrôle séparé de chaque chaîne).
- Rapporter fréquemment et analyser les erreurs issues du monitoring (toutes les 2 semaines ou tous les mois)
- Vérifier la calibration des appareils de mesure conformément aux recommandations du constructeur



Protection contre la foudre

- Vérifier la mise à la terre
- Rechercher la présence de dommages sur le paratonnerre (surtout après les impacts de foudre)
- Contrôler les points de connexion

Divers

- Rapporter les impacts des ombrages imprévus sur la production (ainsi que la date à laquelle ces derniers sont apparus).
- Contrôler le nombre de pièces de rechange et en commander si nécessaire
- Entretenir les obstacles (arbres, haies…) pouvant entrainer des ombrages
- Contrôler la robustesse du grillage
- Entretenir et contrôler les dispositifs de sécurité
- Lubrifier les pièces en mouvement (axe, vérin hydraulique, etc.) du tracker
- Vérifier si les indications étiquetées ou gravées sur les pièces du système sont encore facilement lisibles
  Vérifier la présence sur site des documents de construction (plans, schéma, manuel d'utilisation, etc.)

Nettoyage

Modules

- La fréquence de nettoyage des modules dépend du type de précipitation (pluie, neige,, etc.) et de l'angle d'inclinaison des modules ainsi que de l'environnement dans lequel il est installé.
  Dans un environnement urbain ou industriel, la fréquence de nettoyage devra être plus élevée que dans un environnement dégagé.
- Utiliser une quantité abondante d'eau propre et sans détergent, ainsi qu'une éponge mouillée pour le lavage
  Des expériences ont montré une différence de 4 % de production.
- Les nettoyeurs haute-pression ne doivent pas être utilisés afin de ne pas endommager la surface photovoltaïque

Onduleurs centralisés

- Enlever poussière/insecte/salissure des filtres à air (suivre les recommandations du constructeur)
- Nettoyer les filtres utilisés pour la ventilation dans le cas d'onduleurs installés dans une salle spécifique

MAINTENANCE CORRECTIVE

La maintenance corrective apparait quand la performance du système décroit de façon inattendue ou après qu'un évènement imprévu ait entrainée un fonctionnement difficile ou non sécurisé de l'installation (p.e.: modules ou onduleurs défectueux, tempête, chute de neige exceptionnelle, tracker bloqué, etc.)

Les actions correctives dépendent du type de défaut. Quelques exemples sont donnés ici :

- Organiser une inspection visuelle après chaque tempête ou catastrophe climatique
- Contrôler les protections contre les surtensions après chaque orage
- Réagir de façon efficace face aux erreurs du système de monitoring

3. INVENTAIRE DES TYPES DE PROBLEMES POSSIBLES

PROBLEMES TEMPORAIRES

Un module photovoltaïque peut voir sa puissance effective diminuer pour des raisons qui peuvent être temporaires ou réversibles. Le module peut être sujet à des ombres d'un arbre qui a grandit devant l'installation. La surface du module peut être encrassée (la puissance peut diminuer de 10% en raison de l'encrassement de la face supérieure du module). Il est également possible qu'un module d'un string soit défectueux ou un problème de contact (au niveau des boîtiers de jonction ou des modules) cause un changement de point de fonctionnement de l'onduleur entrainant une diminution de la puissance développée par l'installation.
Dans tous ces cas, la réduction de la puissance développée par l'installation est réversible, c'est-à-dire que l'on retrouvera la puissance normalement développée par l'installation lorsque la cause du problème aura été identifiée et la rectification appropriée aura été apportée au système (élagage des arbres, nettoyage des panneaux, remplacement du panneau défectueux).

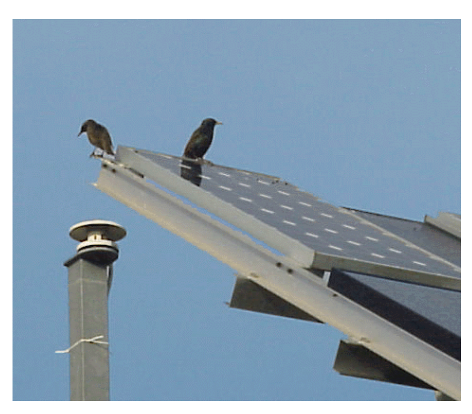


Figure 1 : les ombres temporaires (dues par exemple aux oiseaux ou à leurs déjections) peuvent diminuer la puissance du module concerné mais également de tout le string

Durant l'installation, la connexion erronée des modules par string peut entrainer un courant différent par string et ainsi un déséquilibre dans l'installation et par conséquence une réduction de la puissance totale produite. Il suffira de vérifier les plans *as-built* (comme-construite) de l'installation et de vérifier les connexions sur le terrain (ou en mesurant la tension en circuit ouvert ; voir ci-dessous); après il faudra notifier l'installateur pour qu'il s'en charge de faire les changements correspondants.

PROBLEMES LIES AUX CELLULES

Dégradation des cellules solaires

La diminution graduelle de la performance d'une cellule peut être causée par :

- Une augmentation de la valeur de la résistance de série (voir circuit équivalent) en raison d'une diminution de l'adhérence des contacts ou en raison de la corrosion (par de la vapeur d'eau)
- Une diminution de la résistance parallèle en raison de la migration du métal dans la jonction p-n
- Une détérioration du traitement de surface (couche anti réflexion)

Cellules en court circuit

Des courts circuits peuvent se manifester au niveau des interconnections. Ce type de défaut est beaucoup plus fréquent dans les cellules en couche minces car les électrodes supérieures et inférieures sont beaucoup plus rapprochées et ont plus de chance de se retrouver court-circuitée par un trou au travers de la cellule ou par du matériel corrodé ou endommagé.

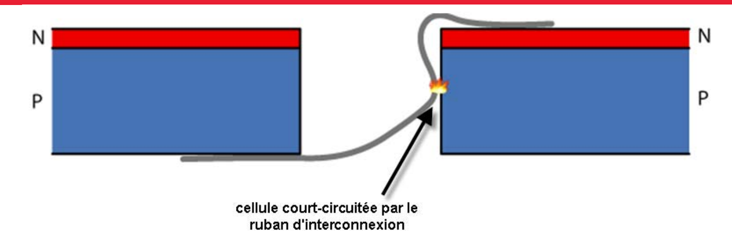


Figure 2: court circuit d'une cellule par le ruban d'interconnexion

Cellules en circuit ouvert

Ce mode de défaut est commun et est généralement soulagé en ayant recours à plusieurs points de contact. Les cellules sont généralement connectées par deux rubans traversant les électrodes (bus bar). Les cellules peuvent également se briser pour diverses raisons :

- Contraintes thermiques et cycles
- Grêle (de taille exceptionnelle)
- Dommage induit en cours de traitement ou au moment de l'assemblage qui résulte en des fissures latentes (invisibles) qui ne sont pas détectables par les systèmes d'inspection et se manifestent plus tard.

les rubans d'interconnexion maintiennent la cellule entière même avec une fissure en travers de la

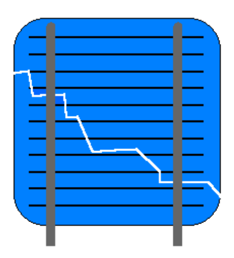


Figure 3 : cellule fissurée maintenue en opération par les rubans d'interconnexion

PROBLEMES LIES AUX MODULES

Dégradation et fautes des modules PV

Les mécanismes de dégradation comprennent soit une réduction graduelle de la puissance de sortie d'un module PV avec le temps, soit une diminution de la puissance en raison d'un défaut dans une cellule.

Modules en circuit ouvert

Le problème des circuits ouverts se présente également au niveau des modules soit dans le boîtier de jonction ou encore dans les câblages internes.
La tension en circuit ouvert des strings peut être également utilisée pour vérifier le nombre de panneaux composant le string. Les fautes d'installation, telles que la différence de nombre de modules connectés par string, peuvent alors être détectées.

Modules en court circuit

Bien que chaque module soit testé individuellement avant expédition, des courts circuits peuvent y apparaitre résultant de défaut dans le processus de fabrication. Ces courts circuits trouvent leurs origines dans la dégradation de l'isolation électrique due à l'exposition aux effets climatiques qui induisent délamination, fissures ou oxydation.

Bris de la face avant (verre) du module

La face avant du module (en verre « blanc » trempé et pauvre en fer) peut se briser en raison de vandalisme, contraintes thermiques, manipulation (en cours de montage ou de déchargement), sous l'action du vent ou de la grêle.

Délamination du module

La délamination des modules était la cause principale de panne dans les modules des premières séries. De nos jours, grâce à l'expérience acquise, ces problèmes se présentent moins souvent. La délamination des modules trouve son origine dans une diminution dans la force de cohésion soit pour des raisons environnementales (humidité) ou vieillissement photo-thermique combiné à des contraintes thermiques ou d'expansion de vapeur.

AUTRES PROBLEMES

Circuit ouvert du aux connecteurs

Les cycles thermiques ainsi que les charges dues au vent peuvent causer les connecteurs de se mettre en circuit ouvert. Les connecteurs de type « twist and lock » résistent beaucoup mieux à ces problèmes que ceux que l'on pousse.



Figure 4 : connecteur de type twist and lock

Problème de point chaud (hot spot)

Des cellules mal assorties (mismatch), ombragées ou fissurées peuvent donner naissance à des points chauds (hot spots) qui surchauffe localement le module entrainant sa perdition.

Problème de diode de by-pass

Les diodes de by-pass, utilisées pour éviter les problèmes de *mismatch*, peuvent faillir par des problèmes de surchauffe ou de sous dimensionnement. Ce problème est restreint lorsque la température de jonction (au sein de la diode) est maintenue en dessous de 130°C.

Défaillance de l'encapsulation

Les absorbeurs d'UV et autres stabilisants utilisés dans les matériaux d'encapsulation (EVA) garantissent une durée de vie accrue des matériaux d'encapsulation des modules. Les quantités de ces adjuvants peuvent diminuer avec le temps par des phénomènes de percolation ou de diffusion. Lorsque la concentration passe en dessous d'un seuil critique, le matériaux d'encapsulation se dégrade de façon accélérée (brunissement de la couche d'EVA) et s'accompagne de la formation et l'accumulation d'acide acétique. Ces phénomènes entraînent la diminution progressive de la puissance de sortie du module jusqu'à sa défaillance totale.

Défauts du réseau électrique

Il existe plusieurs types de défauts. Le premier cas, ce n'est pas un défaut, et se présente quand l'operateur du réseau le déconnecte volontairement afin d'effectuer des travaux de maintenance sur la ligne. Ici, l'onduleur doit arrêter l'injection de tension sur le réseau afin de prévenir des accidents sur les travailleurs du réseau (voir norme Din VDE 0126). C'est pourquoi, l'onduleur doit être équipé d'une protection *anti-islanding*. Cette protection consiste en une mesure constante et automatique par l'onduleur de la présence du réseau.

D'un autre coté, les causes les plus communes des défauts du réseau sont :
1. Tension de réseau variable
2. Déviations de la fréquence nominale de réseau
3. Variations de l'impédance du réseau

Ces problèmes sont intermittents et la durée est courte dans le temps, ce qui les rend difficiles à identifier. Cependant, la plupart de ces problèmes peuvent être rencontrés lors de l'étape de planification d'installation PV et peuvent être résolus par des discussions avec l'opérateur du reseau.

1. Tension du réseau variable : les problèmes associés à la tension du réseau peuvent êtres dus à :
    a. Tension du réseau trop haute
    b. Tension du reseau très basse
    c. Tension du reseau déformé (onde sinusoïdale défectueuse ou déformé)

   Si la tension du réseau et trop haute (ou trop basse) les onduleurs s'éteindront eux-mêmes quand la tension passe sous une certaine limite. Les installations PV connectées au réseau augmentent la tension du réseau car elles doivent opérer à une tension légèrement plus haute afin de pouvoir injecter le courant. Ainsi, pendant des périodes de bonne irradiation une installation pourrait faire monter la tension plus haute que la limite permise et occasionner la déconnection d'une installation avoisinante.

   Les tensions très hautes peuvent aussi être occasionnées par des charges inductives très grandes près de l'installation et la solution ne peut être trouvée que par le gestionnaire du réseau.

   Durant la phase de planification de l'installation, il faudra discuter avec le fabriquant des onduleurs sur la possibilité d'ajuster les paramètres d'opération afin qu'ils puissent fonctionner raisonnablement bien connectés à un réseau loin d'être parfait.
2. Variations de la fréquence

   Les onduleurs sont réglés pour fonctionner dans une gamme de fréquence spécifique mais il peut avoir des distorsions dans la fréquence qui affectent leur bon fonctionnement.
3. Variation de l'impédance du réseau

   Les onduleurs connectés au réseau ne fonctionneront qu'entre un intervalle d'impédance de réseau et sont aussi sensibles aux changements d'impédance. Ainsi si l'impédance change plus que le changement réglé, l'onduleur s'éteint. Les intervalles d'impédances peuvent être règles s'ils sont trop sensibles.

4. SUIVI DE LA PRODUCTION (PHASE OPÉRATIONNELLE)

Le suivi opérationnel d'une installation PV est nécessaire pour se rendre compte de problème de fonctionnement. Un relevé régulier des quantités produites est utile pour comparer la production réelle avec la production attendue.

La production réelle est celle qui est enregistrée par le compteur et donne droit aux certificats verts.

La production attendue est la production qu'un système photovoltaïque aurait du produire selon les niveaux d'irradiation réellement mesurés au même endroit. Dans la pratique, s'il n'y a pas d'ombre, on peut utiliser les données de l'Institut Royal de Météorologie d'Uccle pour la période de référence (généralement une année) en question.

Exemple :
Une installation de 2 kWc orientée plein Sud avec une inclinaison de 35° a produit 1700 kWh en 2004. Il s'agit là d'une production spécifique de 850 kWh/kWc et le propriétaire de l'installation est satisfait. Or, l'irradiation disponible en 2004 était de 10% supérieure à la moyenne long terme et donc une installation moyenne aurait du également produire 10% de plus, soit 1870 kWh au total.

Les propriétaires d'installations photovoltaïques peuvent se prémunir de ce type de désagrément en exigeant une garantie de résultat solaire (GRS) de l'installation. Ce type de garantie est soumise à la vérification par un observateur indépendant de la production réelle comparée à la production espérée – corrigée pour les conditions réelles et tenant compte d'éléments externes. Dans le cas d'une carence de production, le propriétaire de l'installation reçoit une compensation financière correspondant au revenu de la production manquante (autoconsommation + certificats verts) majoré d'un montant forfaitaire. L'avantage de ce type de contrat de garantie est multiple : il offre l'assurance d'un revenu garanti ne dépendant plus que de l'irradiation et il permet dès le début de la relation entre le client et l'installateur d'établir un cadre garantissant une grande qualité dans l'exécution de l'installation. En effet, 80% des problèmes de performance des installations sont dues à des erreurs humaines (mauvais dimensionnement des câbles, mauvaise combinaison module – onduleur, etc.).

L'indice de performance
Appelé encore Performance ratio (PR), cet indice est une valeur indépendante du lieu qui permet de mesurer la qualité d'une installation photovoltaïque. Il indique le rapport entre le rendement réel et le rendement théorique d'une installation. Une bonne installation tournera autour des 80 %.

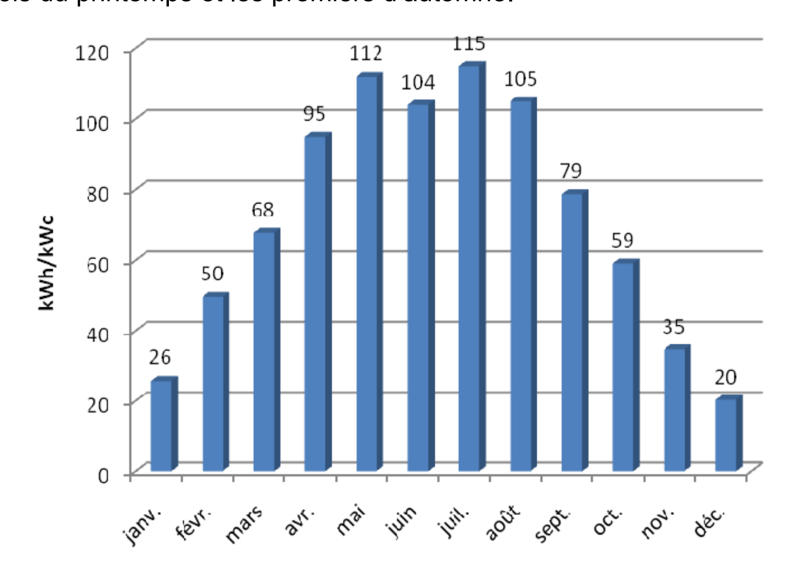
Pour calculer le rendement théorique, il est obligatoire d'obtenir les valeurs d'ensoleillement locaux sur 1 an idéalement.
Les résultats de cet indice sont influencés par différents facteurs : température des panneaux photovoltaïques, rayonnement solaire et dissipation d'énergie, ombrage ou encrassement des panneaux (et de l'appareil de mesure), période d'enregistrement, pertes dans les lignes, coefficient de rendement des panneaux et de l'onduleur…

S'il ne possède pas de GRS ou d'outil de mesure d'ensoleillement, le propriétaire peut se rendre compte du bon fonctionnement de son installation en comparant les données de production avec celles de systèmes similaires dans la région. Une initiative de comparaison de plusieurs systèmes de particuliers a été lancée en France et couvre également la Belgique : le site web www.bdpv.fr recense ainsi près de 6000 installations PV en France, Suisse, et Belgique.

Le propriétaire peut également investir dans un système de monitoring de son installation. Si une cellule de mesure d'irradiation est incluse, il pourra alors estimer la performance de son installation selon les conditions d'irradiation réelles.

Pour des petites installations c'est important que l'installateur mentionne aux particuliers qu'ils doivent enregistrer leur production chaque jour pour le premier mois après l'installation, après une fois par semaine ou par mois est suffisant.

Une bonne idée de répartition annuelle de la production pour la Belgique est: 16 % de production en hiver, 14% en automne, 36 % en printemps et 34 % en été (source *http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis*). Cette règle n'est évidemment pas fixe car elle dépend des conditions météorologiques réelles. La différence la plus importante (écart type) se trouve sur les derniers mois du printemps et les premiers d'automne.



La production mensuelle moyenne d'une installation bruxelloise de 1 kWc orientée plein sud et inclinée à 35 °.

Enfin, il faut se souvenir que le rendement d'un module PV diminue de 1% par an et qu'à niveau d'irradiation égal, une installation plus vieille produira moins. Les fabricants garantissent en général la puissance de leurs modules à 90% de leur valeur nominale après 10 ans et 80% après 20 ans.

LE PHOTOVOLTAÏQUE
GESTION DES RISQUES

La gestion des risques dans une installation photovoltaïque se situe à 2 niveaux : durant le chantier, elle porte plus sur l'installateur ; une fois l'installation terminée les risques sont plutôt liés à l'installation : en cas de surtension, en cas d'incendie et en cas de vol. Ces 4 aspects sont développés dans ce module.

1. SECURITE DURANT LE CHANTIER

CONSIGNES LIEES AU TRAVAIL EN HAUTEUR

Tous travaux en toiture doit se conformer aux règles de sécurité décrites dans le Règlement Général pour la Protection du Travail (RGTP).
Le 15 septembre 2005 est paru au Moniteur le très attendu arrêté royal du 31 août 2005 relatif à l'utilisation des équipements de travail pour des travaux temporaires en hauteur. Cette réglementation transpose en droit belge la directive 2001/45/CE du 27 juin 2001 et modernise plusieurs articles du RGPT. Il contient des dispositions générales et des dispositions particulières pour l'utilisation des échelles, des échafaudages et des techniques d'accès et de positionnement au moyen de cordes.

Ces règles sont consultables à l'adresse web suivante :
http://www.emploi.belgique.be/defaultTab.aspx?id=625

Les points suivants y sont détaillés
- Analyse des risques et mesures de prévention
- L'utilisation des échelles, escabeaux et marchepieds
- L'utilisation des échafaudages
- L'utilisation des techniques d'accès et de positionnement au moyen de cordes.

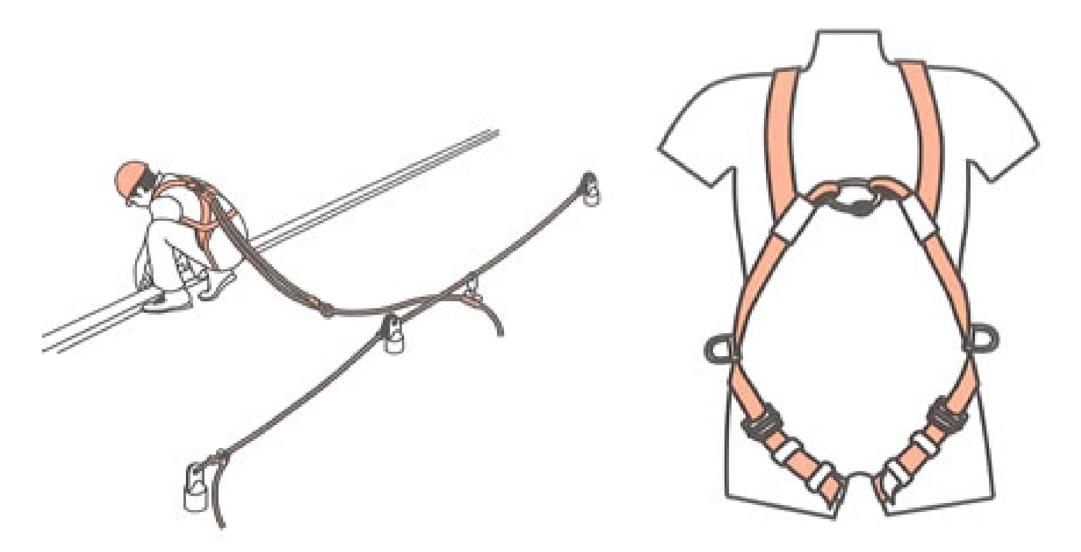


Figure 1 : L'utilisation d'une ligne de vie et d'un harnais de sécurité avec accrochage dorsal est obligatoire pour le travail en hauteur

CONSIGNES LIEES AU TRAVAIL AVEC DU COURANT CONTINU[1]

Risques encourus

Les installations photovoltaïques ne peuvent être coupées en présence de lumière. Le fait qu'aucun des dispositifs de sécurité habituels ne fonctionne représente le risque le plus important : l'intensité du courant de court-circuit du générateur photovoltaïque est à peine inférieure au courant nominal correspondant (à la différence d'une batterie de voiture par exemple). Les disjoncteurs différentiels, coupe-circuits automatiques et coupe-circuits à fusibles ne fonctionnent pas.

Un électricien expérimenté en courant alternatif et courant continu d'origine non solaire est susceptible de supposer que l'installation est équipée d'un dispositif de coupure en cas de défaut. Mais ce n'est pas le cas ! De même, un court-circuit ne provoque ni défaut, ni la coupure de l'installation !

Les installations photovoltaïques produisent du courant continu avec des tensions élevées (jusque 600 V). Des arcs électriques persistants peuvent se produire si vous séparez les contacts sous tension (borne de connexion, prise ou sonde d'un ampèremètre) comme montré sur la photo ci-dessous.
Le choc électrique peut être mortel à partir de 120 V de courant continu. Selon le type de module et le branchement en série ou parallèle, le choix peut donc être mortel dès le branchement de 2 modules.



Figure 2 : simulation d'un arc électrique

Les risques encourus sont donc : brûlures, foudroiement et choc électriques lors du retrait des arcs électriques à la séparation de contacts sous tension. Le fait de subir un choc électrique (« dommage primaire ») sur une toiture peut être dangereux car il peut entraîner la chute du toit (« dommage secondaire »).

Mesures importantes en matière de sécurité passive :

- Des dispositifs de protection contre les courts-circuits et des courants de fuite avec mise à la terre doivent être installés pour l'ensemble de l'installation coté courant continu.
- Utiliser uniquement des câbles monoconducteurs à double isolation.
- Veillez à ce que tous les éléments du système bénéficient d'un classement de protection 2.
- Séparez les côtés positifs et négatifs dans le boîtier de raccordement

Autres mesures de prévention lors d'interventions sur le circuit

- Placer l'interrupteur du courant continu de l'installation sur la position hors tension
- Mettez les éléments réglables hors tension (en cas de travaux sur l'onduleur)
- Prenez les mesures nécessaires pour éviter le redémarrage (disjoncteur CA OFF)
- Veillez à la protection contre la mise en contact avec tous les éléments conducteurs ! Evitez l'ouverture sans surveillance des contacts conducteurs.

[1] Basé sur l'ouvrage « Le photovoltaïque pour tous, conception et réalisation d'installations », Antony Falk, Dürschner Christian et Remmers Karl-Heinz, Observ'ER 2006

- Pour l'ensemble des travaux, veillez à l'efficacité des mesures de sécurité passive. Prenez des mesures de protection contre les contacts accidentels, remplacez ou réparez l'isolation si elle est endommagée ou si les câbles sont coincés.

COORDINATEUR DE SECURITE

Les principes généraux de prévention doivent être appliqués. Il est obligatoire de désigner un coordinateur-projet et un coordinateur-réalisation.
Pour les ouvrages dont la surface totale est inférieure à 500 m², un régime plus souple est néanmoins prévu. Il permet aux entrepreneurs de pouvoir exercer eux-mêmes la fonction de coordinateur-réalisation.
Lorsque deux entrepreneurs au moins (qu'il s'agisse d'entrepreneurs occupant des salariés ou d'entrepreneurs indépendants) exécutent les travaux, il faut désigner des coordinateurs. Si l'ensemble des travaux est exécuté par un seul entrepreneur, il n'y a alors pas d'obligation de désigner des coordinateurs.

Plus d'informations : http://www.emploi.belgique.be/WorkArea/showcontent.aspx?id=3826

2. LES RISQUES DE FOUDRE ET DE SURTENSION

Les installations PV peuvent être endommagées par la foudre les touchant directement mais également par la foudre tombant à proximité. Les tensions et les courants qui apparaissent alors engendrent des champs électriques et magnétiques qui peuvent endommager ou détruire une installation photovoltaïque au même titre que tout autre appareil raccordé au réseau électrique et non protégé contre les surtensions… Voici une classification des impacts de foudre ainsi que les moyens de s'en prémunir.

IMPACT DE FOUDRE :

Une installation PV n'augmente pas le risque d'impact de foudre sur une habitation. Selon l'environnement, il est utile de capturer la foudre grâce à la mise en place de paratonnerres. Dans un milieu urbain, ce n'est pas nécessaire dans la plupart des cas.

Les impacts de foudre directs sont identifiables sous deux formes :
- Lorsque le coup de foudre direct atteint une maison non protégée, les conséquences peuvent être dramatiques (destruction, incendie). Si celle-ci est munie d'un paratonnerre ou si le toit du bâtiment possède une mise à la terre, le courant de foudre va se dissiper dans la terre. L'impédance de celle-ci et le courant qui la traverse vont provoquer d'énormes différences de potentiel : c'est la **surtension**. Cette dernière va se propager dans le bâtiment par les câbles en endommageant le matériel.
- Lorsque le coup de foudre atteint une ligne aérienne basse tension, celle-ci conduit des courants de forte intensité. Ils vont pénétrer dans le bâtiment en créant aussi de fortes surtensions. Les dégâts provoqués par ce type de surtension sont généralement spectaculaires (par exemple incendie dans le tableau électrique, déclenchant des destructions du bâtiment et des équipements industriels) par explosion.



Les impacts de foudre indirects, c'est-à-dire lorsque la foudre tombe à proximité d'un bâtiment, on retrouve les surtensions précédemment citées, liées à la montée en potentiel de la prise de terre à l'endroit de l'impact. Les champs électromagnétiques créés par le courant de foudre vont générer des couplages inductifs et des couplages capacitifs, engendrant d'autres surtensions.

Dans un rayon de plusieurs centaines de mètres voire à des kilomètres, le champ électromagnétique causé par la foudre dans les nuages peut, lui aussi, créer de brusques augmentations de tensions. Les dégâts, moins spectaculaires que dans le cas précédent, endommagent également et irrémédiablement les équipements dits sensibles comme les télécopieurs, les alimentations d'ordinateurs ou les systèmes de sécurité et de communication.







LES AUTRES SOURCES DE SURTENSION

Le point précédent vient de montrer les dangers des surtensions liées à la foudre. Il en va de même pour des surtensions venant de problème sur le réseau. Un court-circuit d'une des phases d'un réseau triphasé à la terre (défaut d'isolement d'un câble HT par exemple) peut produire une surtension temporaire sur les autres phases (phénomène non négligeable en haute tension).

LES PROTECTIONS CONTRE LES SURTENSIONS

Si l'habitation est dans un environnement qui nécessite une protection contre la foudre, l'idéal est de placer un parafoudre (ou parasurtenseur) adapté sur la partie DC de l'installation photovoltaïque, de même que sur l'ensemble de la partie AC (+ prise de téléphone et TV). Si plusieurs strings sont installés, il est nécessaire de placer un parafoudre par string.
A noter, certains onduleurs sont munis de parasurtenseurs sur le côté CA et/ou CC (Se référer à la notice du fabricant).



Figure 3 : exemple de parafoudre de Type 1 pour des risques très élevés de surtension



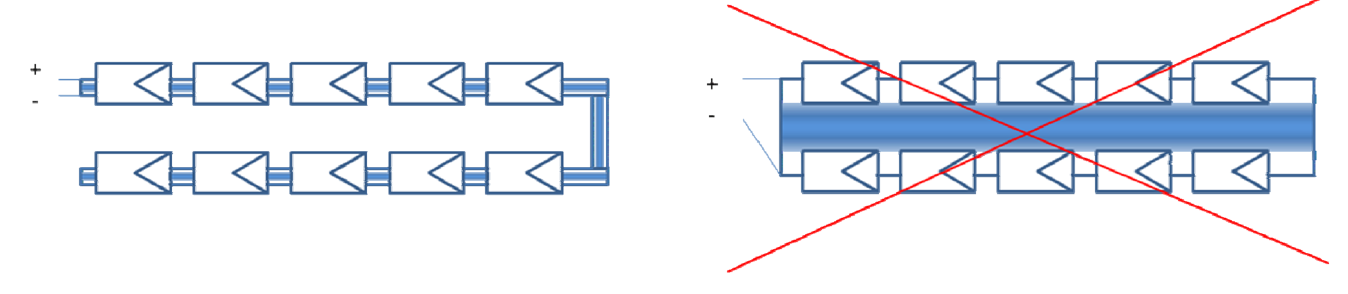
Figure 4 : exemple de parafoudre de type 2 pour des risques moins élevés

Les normes belges en la matière datent de 2006 : *NBN EN 62305 et* s'appuient sur les normes internationales IEC 62305-1. Voici un schéma qui reprend les différents cas pour lesquels une protection est nécessaire. (Source : Planning and installing photovoltaic systems, DGS, Earthscan, London, 2008)

Installation photovoltaïque

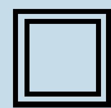
- Bâtiment non protégé par un paratonnerre
  - Onduleur avec transformateur
    - Modules PV de classe II ou installation CC sur transformateur TBT ou TBTS
      - oui → 1) Pas de parafoudre dans le boîtier de raccordement 2) pas de connexion de la structure portante nécessaire au rail équipotentiel
      - non → 1) Pas de parafoudre dans le boîtier de raccordement 2) Connexion de la structure portante nécessaire au rail équipotentiel (diamètre égal à la ligne principale CC mais minimum 4mm²)
  - Onduleur sans transformateur → 1) Pas de parafoudre dans le boîtier de raccordement 2) Connexion de la structure portante nécessaire au rail équipotentiel (diamètre égal à la ligne principale CC mais minimum 4mm²)
- Bâtiment protégé par un paratonnerre
  - Installation à portée du paratonnerre
    - Installation à l'intérieur de la zone de sécurité du paratonnerre
      - oui → Modules PV de classe II ou installation CC sur transformateur TBT ou TBTS
        - oui → 1) Parafoudre de type C 2) pas de connexion de la structure portante au rail équipotentiel
        - non → 1) Parafoudre de type C 2) Connexion de la structure portante nécessaire au rail équipotentiel (diamètre égal à la ligne principale CC mais minimum 4mm²)
      - non → 1) Connecter l'installation au paratonnerre via le chemin le plus court (min 16 mm²) 2) Parafoudre de type B ou C (min 16 mm²)
  - Installation hors de portée du paratonnerre → 1) Connecter l'installation au paratonnerre via le chemin le plus court (min 16 mm²) 2) Parafoudre de type B ou C (min 16 mm²)

Le câblage devra être mis en œuvre afin de minimiser la superficie entre les + et – pour diminuer les risques de surtension induite dans la boucle.



MISE À LA TERRE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Il est conseillé de mettre à la terre et d'assurer la continuité de cette liaison avec les rails de la structure portante (section minimum de 6mm²). Cependant, si l'onduleur est muni d'un transformateur et que les modules sont de classe 2 (double isolation), leurs mise à la terre n'est pas obligatoire.
Les appareils à double isolation sont reconnaissables au sigle suivant :



3. LES RISQUES D'INCENDIE

Une installation PV, comme toute installation électrique, représente un risque d'incendie. Ces risques peuvent être liés soit aux composantes de l'installation, soit à sa mise en œuvre.

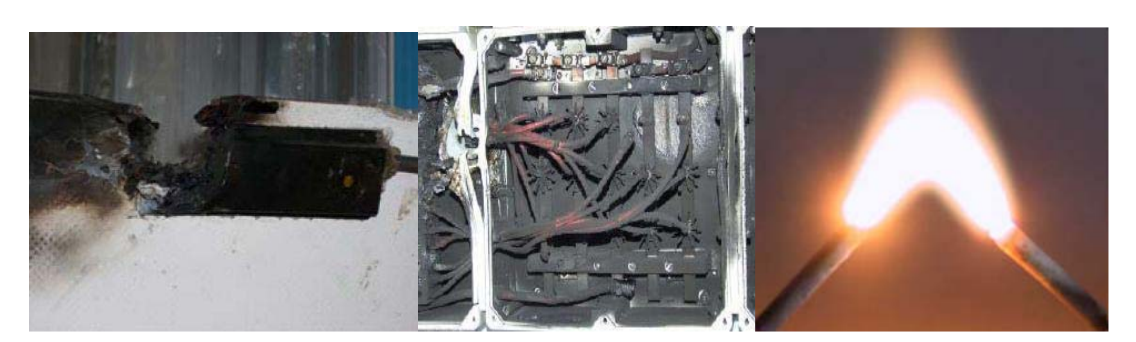
Il est conseillé de prévenir le maître d'ouvrage qu'il doit adapter son assurance habitation. Afin qu'elle couvre d'éventuel dégâts aux modules photovoltaïques.

RISQUES LIES AU MATERIEL

- Coupure ou mauvais contact entre cellules ou connecteurs :

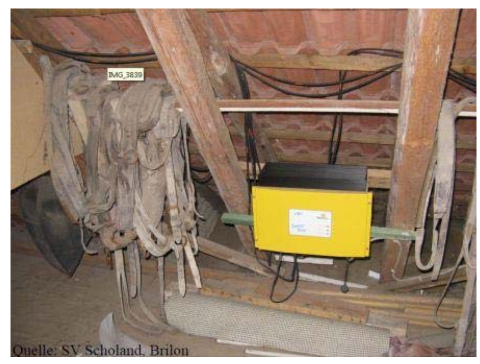


- Problème d'isolation provoquant un arc électrique:

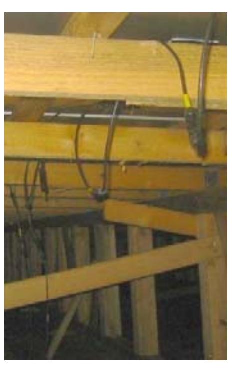


RISQUES LIES A LA MAUVAISE MISE EN ŒUVRE

L'onduleur représente avec le câblage, les parties les plus susceptibles de provoquer un incendie. Il y a lieu d'éviter de la placer dans un environnement facilement inflammable. L'illustration ci-dessous est évidemment ce qu'il ne faut pas faire.



Onduleur dans un endroit inflammable


Câble non fixé sur une structure inflammable

4. LES RISQUES DE VOL

Les risques liés au vol sont faibles mais il est toujours conseillé de le prévoir dans l'assurance habitation.

Quelques cas ont été recensés en Europe de l'Ouest et concernent surtout des toits ou endroits facilement accessibles.

Il est dès lors conseillé de choisir une implantation difficilement accessible de l'extérieur du bâtiment et d'éventuellement faire appel à une ou plusieurs des solutions suivantes :

- un ancrage antivol : des boulons « indéboulonnables » ou munis d'une bille en acier, brisant automatiquement les fixations ;
- un dispositif brisant les panneaux eux-mêmes, rendant le module inutilisable ;
- un disposition électronique détectant le retrait d'un panneau et relié à un système d'alarme classique ;
- souder les panneaux aux barres de fixation.

Afin d'assurer une traçabilité, il est pertinent de demander le numéro de série des modules à l'installateur voire de les faire graver sur ces derniers.

ALLER PLUS LOIN

ADEME, 2006, « Générateur photovoltaïque raccordes au réseau : spécifications techniques relatives a la protection des personnes et des biens ». Guide pratique à l'usage des bureaux d'études et des installateurs, 29p

ADEME, 2001, Guide « Protection contre les effets de la foudre dans les installations faisant appel aux énergies renouvelables », 67p
.